

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS  
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GAS Y  
CARBÓN CON RELACIÓN AL COSTO VARIABLE DE SUMINISTRO  
DE COMBUSTIBLE**

**ANDRÉS MAURICIO HERNÁNDEZ YABRUDY**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DEL NORTE  
DIVISIÓN DE INGENIERÍAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA  
BARRANQUILLA**

**2013**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS  
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GAS Y  
CARBÓN CON RELACIÓN AL COSTO VARIABLE DE SUMINISTRO  
DE COMBUSTIBLE**

**ANDRÉS MAURICIO HERNÁNDEZ YABRUDY**

**Proyecto de Investigación para optar por el título de**

**M.Sc. Ingeniería Eléctrica**

**Director**

**JOSE DANIEL SOTO ORTIZ**

**M.Sc. Ingeniería Eléctrica**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DEL NORTE**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍAS**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA**

**BARRANQUILLA**

**2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Juliana Moisés y a mis padres por su apoyo incondicional y su dedicación durante el desarrollo de esta investigación. De ellos es este triunfo y para ellos es todo mi agradecimiento.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. RESUMEN.....</b>	<b>1</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>3. ANTECEDENTES.....</b>	<b>5</b>
<b>4. JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>5. OBJETIVOS .....</b>	<b>8</b>
5.1 OBJETIVO GENERAL.....	8
5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	9
<b>6. ALCANCES Y LIMITACIONES .....</b>	<b>9</b>
<b>7. MARCO REFERENCIAL.....</b>	<b>10</b>
7.1 CENTRAL TERMOELÉCTRICA.....	10
7.1.1 Central termoeléctrica a carbón .....	11
7.1.2 Central termoeléctrica a gas.....	11
7.2 COSTOS .....	11
7.2.1 Costo fijo.....	12
7.2.2 Costo variable.....	12
7.2.3 Costo total.....	12
7.2.4 Costo de oportunidad.....	12
7.3 VALOR FUTURO Y VALOR PRESENTE .....	13
7.4 TASA DE DESCUENTO .....	14
7.5 INCOTERMS .....	14
7.6 ESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	15
7.7 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	21
7.8 SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	25
7.9 ESTUDIO DEL COMBUSTIBLE GAS.....	31
7.10 ESTUDIO DE COMBUSTIBLE CARBÓN .....	44
<b>8. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>54</b>

8.1	METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL MODELO DE CÁLCULO DE LOS CSC ...	56
8.2	VALIDACIÓN DEL MODELO DESARROLLADO PARA EL CÁLCULO DEL CSC .....	59
8.3	METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL MODELO Y EL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CSC.....	63
8.3.1	<i>Comportamiento del CSC asociado al carbón.</i> .....	63
8.3.2	<i>Comportamiento del CSC asociado al Gas</i> .....	64
<b>9.</b>	<b>RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS.....</b>	<b>65</b>
9.1	COMPORTAMIENTO DE LOS CSC ASOCIADOS AL CARBÓN .....	65
9.1.1	ESCENARIO DE PRECIOS BAJO CARBÓN LA GUAJIRA.....	67
9.1.2	ESCENARIO DE PRECIOS BAJO CARBÓN DEL CESAR.....	68
9.1.3	ESCENARIO DE PRECIOS MEDIO CARBÓN LA GUAJIRA.....	69
9.1.4	ESCENARIO DE PRECIOS MEDIO CARBÓN DEL CESAR.....	70
9.1.5	ESCENARIO DE PRECIOS ALTO CARBÓN LA GUAJIRA.....	71
9.1.6	ESCENARIO DE PRECIOS ALTO CARBÓN DEL CESAR.....	72
9.2	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROYECCIÓN DEL CSC ASOCIADO AL CARBÓN.....	73
9.2.1	ESCENARIO DE PRECIOS BAJO .....	73
9.2.2	ESCENARIO DE PRECIOS MEDIO .....	75
9.2.3	ESCENARIO DE PRECIOS ALTO .....	77
9.2.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CSC ASOCIADOS AL CARBÓN .....	79
9.3	COMPORTAMIENTO DE LOS CSC ASOCIADOS AL GAS .....	81
9.3.1	PLANTAS TÉRMICAS CICLO SIMPLE .....	82
9.3.2	PLANTAS TÉRMICAS CICLO COMBINADO.....	83
9.4	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROYECCIÓN DEL CSC ASOCIADO AL GAS (2012- 2017).....	84
9.4.1	PLANTAS TÉRMICAS CICLO SIMPLE .....	85
9.4.2	PLANTAS TÉRMICAS CICLO COMBINADO.....	86
9.4.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CSC ASOCIADOS AL GAS	87

10. CONCLUSIONES .....	90
11. RECOMENDACIONES.....	94
12. CONTRIBUCIÓN DE LA TESIS DE MAESTRIA AL SECTOR ELÉCTRICO	95
13. LISTADO DE FUTUROS PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN ASOCIADOS AL PRESENTE TRABAJO .....	96
14. REFERENCIAS.....	98
15. ANEXO 1. VALIDACIÓN DEL MODELO UTILIZADO PARA EL CÁLCULO DEL CSC .....	106
16. ANEXO 2. RESOLUCIÓN CREG 034 DE 2001 .....	157
17. ANEXO 3. RESOLUCIÓN CREG 084 DE 2005 .....	159

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Utilización de combustibles para la generación eléctrica.....	29
Tabla 2. Proyectos inscritos ante la UPME.....	30
Tabla 3. Porcentaje por combustible en la generación de energía. ....	30
Tabla 4. Demanda regional de gas natural el sector eléctrico. Escenario Alto. ....	34
Tabla 5. Proyección de demanda nacional de gas natural por sectores. Escenario Alto. ....	36
Tabla 6. Proyección de precios en boca de pozo La Guajira. ....	38
Tabla 7. Precio CIF Proyectado del GNL ubicado en La Costa Atlántica.....	42
Tabla 8. Reservas de carbón por región en el país. ....	45
Tabla 9. Vectores de producción y exportación de carbón proyectado al 2019.....	46
Tabla 10. Proyección precios Internacionales del Carbón. ....	47
Tabla 11. Plantas con tecnologías de gasificación de carbón.....	54
Tabla 12. Plantas con tecnología carbón pulverizado temperaturas ultrasupercríticas. ....	54
Tabla 13. Estudio Estadístico del error del CSC del gas. ....	62
Tabla 14. Estudio Estadístico del error del CSC del carbón.....	63
Tabla 15. Precios Internacionales del carbón para el periodo de estudio. ....	66
Tabla 16. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo. ....	67
Tabla 17. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo. ....	68
Tabla 18. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio. ....	69
Tabla 19. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio. ....	70
Tabla 20. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto. ....	71

Tabla 21. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto .....	72
Tabla 22. ΣVP CSC Carbón La Guajira. ....	73
Tabla 23. ΣVP CSC Carbón del Cesar. ....	74
Tabla 24. ΣVP CSC Carbón La Guajira. ....	75
Tabla 25. ΣVP CSC Carbón del Cesar. ....	76
Tabla 26. ΣVP CSC Carbón La Guajira. ....	77
Tabla 27. ΣVP CSC Carbón del Cesar. ....	78
Tabla 28. Proyección de precios en boca de pozo La Guajira. ....	81
Tabla 29. Precio CIF proyectado del GNL ubicado en La Costa Atlántica. ....	81
Tabla 30. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo simple. ....	82
Tabla 31. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo combinado. ....	83
Tabla 32. ΣVP CSC Gas Planta Ciclo Simple .....	85
Tabla 33. ΣVP CSC Gas Planta Ciclo Combinado.....	86
Tabla 34. Validación modelo CSC asociado al gas. ....	106
Tabla 35. Validación modelo CSC asociado al carbón. ....	131



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Explicación CIF.....	15
Figura 2. Marco Institucional Sector Eléctrico. ....	16
Figura 3. Estructura Sector Eléctrico Colombiano. ....	22
Figura 4. Estructura tarifaria nacional. ....	24
Figura 5. Esquema de ciclo simple y ciclo combinado.....	43
Figura 6. Esquema de la tecnología carbón Pulverizado. ....	49
Figura 7. Tipos de lecho en la gasificación del carbón. ....	52
Figura 8. Diagrama de bloques para una central GICC.....	53
Figura 9. Diagrama de flujo de la metodología de la investigación.....	56
Figura 10. Diagrama de flujo de aplicación del modelo. (Precios internacionales del carbón fueron tomados de: “Cadena del carbón. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Año 2012.”).....	57

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Proyección de Demanda de Energía 2011-2031.....	26
Gráfica 2. Proyección Nacional de Potencia Eléctrica 2011-2031.....	26
Gráfica 3. Capacidad efectiva de Generación por tipo de Combustible. ....	27
Gráfica 4. Participación de Combustible en la Capacidad Efectiva de Generación 2010.....	28
Gráfica 5. Generación Real Mensual por Tipo de Combustible. ....	28
Gráfica 6. Porcentaje de participación de los proyectos inscritos de acuerdo con el recurso. ....	30
Gráfica 7. Reservas de Gas Natural. ....	31
Gráfica 8. Discriminación de Reservas Probadas Diciembre 2010. ....	32
Gráfica 9. Potencial de Producción de Gas Natural.....	33
Gráfica 10. Demanda nacional de gas natural sector eléctrico.....	34
Gráfica 11. Proyección demanda nacional de gas natural. ....	35
Gráfica 12. Proyección de precios en boca de pozo de La Guajira. ....	37
Gráfica 13. Demanda mundial de GNL. ....	40
Gráfica 14. Proyección de precio CIF del GNL en La Costa Atlántica.....	41
Gráfica 15. Proyección de demanda de carbón en Colombia según sus usos. ....	45
Gráfica 16. Curva eficiencia vs emisiones de CO <sub>2</sub> .....	50
Gráfica 17. CSC Gas.....	61
Gráfica 18. CSC Carbón. ....	61
Gráfica 19. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo. ....	67
Gráfica 20. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo. ....	68

Gráfica 21. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio. ...	69
Gráfica 22. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio. ...	70
Gráfica 23. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto.....	71
Gráfica 24. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto.....	72
Gráfica 25. ΣVP CSC Carbón La Guajira. ....	74
Gráfica 26. ΣVP CSC Carbón del Cesar.....	75
Gráfica 27. ΣVP CSC Carbón La Guajira. ....	76
Gráfica 28. ΣVP CSC Carbón del Cesar.....	77
Gráfica 29. ΣVP CSC Carbón La Guajira. ....	78
Gráfica 30. ΣVP CSC Carbón del Cesar.....	79
Gráfica 31. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo simple. ....	83
Gráfica 32. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo combinado....	84
Gráfica 33. ΣVP CSC Gas Planta Ciclo Simple.....	86
Gráfica 34. CSC Gas Planta Ciclo Combinado .....	87

## **LISTA DE ANEXOS**

ANEXO 1. Validación del modelo utilizado para el cálculo del CSC.....	106
ANEXO 2. Resolución CREG 034 de 2001 .....	157
ANEXO 3. Resolución CREG 084 de 2005 .....	159

## GLOSARIO

1. **BTU:** British Thermal Unit.
2. **CND:** Centro Nacional de Despacho.
3. **Cofiring:** es la combustión de biomasa y otro combustible alternativo. <sup>1</sup>
4. **CSC (Costos Variables de Suministro de Combustible):** es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en \$/MBTU.<sup>2</sup>
5. **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.
6. **Departamento Nacional de Planeación (DNP):** es un Departamento Administrativo que pertenece a la Rama Ejecutiva del poder público y depende directamente de la Presidencia de la República.<sup>3</sup>
7. **Gas Natural Licuado (GNL):** es un tipo de gas que se enfría a una temperatura de 161° C hasta el punto que se condensa a un líquido.<sup>4</sup>
8. **GBTU:** Giga BTU.
9. **GBTUD:** Giga BTU Diarios.
10. **GICC:** Gasificación Integrada en Ciclo Combinado.
11. **GPC:** Giga Pies Cúbicos.
12. **GWh:** Gigavatio hora.

---

<sup>1</sup> Estudio de factibilidad del Cofiring para Central Guacolda II. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica. 2010.

<sup>2</sup> Resolución CREG 034 de 2001

<sup>3</sup> Disponible en Internet: <<http://www.dnp.gov.co/Qui%C3%A9nesSomos.aspx>>

<sup>4</sup> Estudio Sectorial Energía, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo 2005 – 2009, Superintendencia de Servicios Públicos.

**13. IPC:** Índice de Precios del Consumidor. El IPC es un indicador que mide la variación de precios de una canasta de bienes y servicios representativos del consumo de los hogares del país.<sup>5</sup>

**14. kWh:** kilovatio hora.

**15. MBTU:** Mega BTU.

**16. MBTUD:** Mega BTU Diarios.

**17. MPCD:** Millones de Pies Cúbicos Diarios.

**18. MW:** Megavatio.

**19. MWh:** Megavatio hora.

**20. PIB:** Producto Interno Bruto. El PIB representa el resultado final de la actividad productiva de las unidades de producción residentes.<sup>6</sup>

**21. Poder Calorífico (PC):** es la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico, de combustible al oxidarse en forma completa.<sup>7</sup>

**22. SIN:** Sistema Interconectado Nacional.

**23. STN:** Sistema de transmisión nacional.

**24. UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética.

**25. USD:** Dólar de los estados unidos.

**26. VP:** Valor Presente.

---

<sup>5</sup> Disponible en Internet:

<[http://www.dane.gov.co/index.php?Itemid=76&id=103&option=com\\_content&view=article](http://www.dane.gov.co/index.php?Itemid=76&id=103&option=com_content&view=article)>

<sup>6</sup> Disponible en Internet: <[http://www.dane.gov.co/files/faqs/faq\\_pib.pdf](http://www.dane.gov.co/files/faqs/faq_pib.pdf)>

<sup>7</sup> Jorge Félix Fernández. Catedra “Máquinas Térmicas”. Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Mendoza.

## 1. RESUMEN

La presente investigación contiene un estudio cuyo propósito es determinar el comportamiento de los costos variables de suministro de combustible, (CSC), en la generación de energía eléctrica con gas y carbón en Colombia. Este trabajo genera información económica que sirve de base para la toma de decisiones acerca del manejo eficiente de los recursos energéticos en nuestro país.

Dicho estudio parte de la identificación de los factores que actúan en la composición del CSC, encontrando que para el combustible carbón intervienen el precio, la calidad o poder calorífico y la eficiencia de la planta de generación que lo utiliza, y para el gas, el precio y la eficiencia de la planta que lo utiliza como combustible.

Una vez se realiza la identificación señalada se pasa a la determinación de su comportamiento en un horizonte de tiempo de cinco (5) años, 2012-2017. Para ello se utiliza un modelo matemático que fue desarrollado durante la investigación y validado con datos históricos de los CSC en Colombia de los combustibles gas y carbón. Esta herramienta se desarrolló a través de la adaptación de un modelo encontrado en un documento denominado *“Estudio de factibilidad del Cofiring para Central Guacolda II. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica. 2010. Chile.”*<sup>8</sup>, el cual fue utilizado para la inclusión del Cofiring en la matriz energética de dicho país y a través de entrevistas realizadas a diferentes ingenieros del sector eléctrico en Colombia.

Encontrada la proyección del comportamiento de los CSC en el horizonte de tiempo, se realiza un análisis comparativo de los mismos, enfrentando las tecnologías utilizadas a nivel mundial para la generación de energía, suministro de combustibles y las tecnologías convencionales que existen en Colombia. Esto, con el propósito de determinar las diferencias entre las mismas y poder establecer la

---

<sup>8</sup> Disponible en Internet: <<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/bosque/guacolda.html>>

conveniencia de la utilización de las mejores en el proceso de generación de energía eléctrica en el país.



## 2. INTRODUCCIÓN

Importantes cambios han ocurrido en el sector eléctrico en Colombia desde los inicios de la década de los noventa como consecuencia de fenómenos climáticos que afectaron los procesos de generación de energía eléctrica en el país. Esto que motivó el “desarrolló un nuevo marco para la expansión de la capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional. Se implantó el esquema denominado “Subastas de Cargo por Confiabilidad” con un doble objetivo: garantizar la instalación de capacidad de generación suficiente para abastecer la demanda en el mediano y largo plazo; y garantizar la cobertura de la demanda durante períodos de sequía como el asociado con la aparición del Fenómeno del Pacífico Sur, o Fenómeno del Niño.”<sup>9</sup> Dicho marco implica la puesta en marcha de proyectos de inversión en infraestructura de generación de energía que sean económica y ambientalmente viables.

Para estas decisiones de inversión se requiere contar con herramientas de evaluación económica de costos, tales como los CSC, que se tratan en esta investigación.

Este trabajo se fundamente en las resoluciones 034 de 2001 y 084 de 2005, expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La primera establece la estructura de los costos variables de las plantas de generación térmica. La segunda plantea una modificación a los mismos consistente en excluir los costos variables de arranque y parada de dichas plantas.

Se incluye un marco referencial que contempla conceptos necesarios para el entendimiento del tema, definiciones de centrales termoeléctricas, costos totales, fijos, variables, de oportunidad y herramientas de evaluación económica tales como el valor futuro, valor presente y la tasa de descuento.

---

<sup>9</sup> Diagnóstico del Sector Energético Eléctrico- Gas- Carbón. Trabajo para UPME. Contrato 042-410312-2009. Unión Temporal Universidad nacional y fundación Bariloche Política Energética.

Este marco también contiene un estudio actualizado y proyectado al año 2025 del sector eléctrico colombiano, incluyendo la parte pertinente a los combustibles, gas y carbón.

Posteriormente se incorpora la parte relacionada al desarrollo, validación del modelo para el cálculo de los CSC y la correspondiente explicación del mismo.

La aplicación de este modelo arroja los resultados del comportamiento y proyección de los CSC asociados al carbón y al gas en cuanto a tecnologías de generación y suministro de combustibles. A partir de los cuales se plantean conclusiones y recomendaciones pertinentes al propósito general de esta investigación.

### 3. ANTECEDENTES

A partir de los racionamientos de energía eléctrica que se presentaron en Colombia en el periodo 1992-1993, como consecuencia de la anomalía en los ciclos hidrológicos, el país tomó conciencia que el diseño de su sistema eléctrico no estaba preparado para las variaciones climáticas, incluyendo entre ellas el fenómeno de "El Niño". Por esta razón, se trazó como directriz de política la diversificación del portafolio de generación con el que contaba el país. De una composición hidro-térmica del parque 80-20<sup>10</sup>, se fijó como objetivo de mediano plazo contar con una composición 60-40<sup>11</sup>, reduciendo la vulnerabilidad del sector eléctrico ante eventos climatológicos extremos, desarrollar los requerimientos de expansión de la infraestructura que demandaba el país y convertir a Colombia en un gran exportador de energía eléctrica en la región.

Es así como el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), estableció el marco para la expansión de la capacidad de generación en el SIN "Subastas de Cargo por Confiabilidad", que requiere de la construcción y puesta en marcha de nuevas plantas de generación de energía eléctrica en el país.

Esta nueva infraestructura requiere de la toma de decisiones de inversión que tienen que ser adecuadas a las condiciones económicas y ambientales de dicho marco, motivo por el cual se debe contar con herramientas que permitan analizar las variables que intervienen en las mismas, tales como los CSC, tecnologías, demanda y oferta de combustibles, entre otros.

De esta manera, el Ministerio, a través de la CREG, considerando que el Estado debe *"crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta*

---

<sup>10</sup> Diagnóstico del Sector Energético Eléctrico- Gas- Carbón. Trabajo para UPME. Contrato 042-410312-2009. Unión Temporal Universidad nacional y fundación Bariloche Política Energética.

<sup>11</sup> Ibid.

*energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia*”<sup>12</sup>; emite las resoluciones 034 de 2001 y 084 de 2005 mediante la cual se definen, entre otros aspectos, el pertinente a la estructura de los costos variables de las plantas de generación térmica en el país de la siguiente manera:

$$\text{C.V: CSC + CTC + COM + OCV; } (1)$$

Donde:

**“Costo de Suministro de Combustible (CSC).** Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en \$/MBTU.

**Costo de Transporte de Combustible (CTC).** Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en \$/MBTU.

**Costo de Operación y Mantenimiento (COM):** Es la parte variable del costo de operación y mantenimiento, expresado en \$/MWh.

**Otros Costos Variables (OCV):** Corresponden a otros Costos Variables calculados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), expresados en \$/MWh.” <sup>13</sup>

Así como se encuentra definida la estructura de costos, también el Ministerio tiene información acerca de los diferentes combustibles que se pueden utilizar en la generación de energía eléctrica, información que incluye datos de demanda, producción, formas de suministro, tecnologías para su utilización, precios de suministro, nacionales e internacionales, entre otros, con proyecciones en el periodo 2010-2030.

---

<sup>12</sup> Resolución CREG 034 de 2001

<sup>13</sup> Resolución CREG 084 de 2005

Sin embargo, en la información nacional disponible no se encuentran análisis económicos que permitan evaluar, de manera individual, cuál es el comportamiento que pueden tener los CSC en la generación de energía eléctrica en el país, cuando se utilizan diferentes combustibles, en especial el gas y el carbón. Información que sirva de base para la toma de decisiones de inversión que procuren atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país.

#### **4. JUSTIFICACIÓN**

La necesidad del cumplimiento de los fines del Estado en relación con el abastecimiento de la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país. Se precisa de una correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

Esto obliga constitucionalmente al Estado a cumplir con su responsabilidad de desarrollar el marco para la expansión de la capacidad de generación en el SIN, que requiere de la construcción y puesta en marcha de nuevas plantas de generación de energía eléctrica en el país, no solo para suplir las demandas de energía, sino para minimizar los riesgos de sequías y de desabastecimiento inherentes a fenómenos climáticos como los que se presentaron en los inicios de la década de los noventa.

Para cumplir con esta obligación, el Gobierno, los agentes que participan en el mercado y los nuevos inversionistas, deben contar con herramientas que les permita hacer una evaluación adecuada de grandes proyectos de inversión, como los requeridos para el aumento del parque generador y tomar decisiones para la

escogencia de las mejores alternativas técnicas, económicas y ambientales de estas plantas.

La ausencia de estas herramientas es uno de los principales problemas que se encuentran actualmente y que hacen necesario el desarrollo de este tipo de investigaciones desde la academia, dentro del marco de relación Universidad – Estado – Industria, que coadyuven a realizar, en forma de cooperación, las actividades que se requieren para tomar buenas decisiones de inversión. Dichas decisiones tienen incluido el factor costo, por lo que se debe tener claridad acerca de cuál es el comportamiento de los CSC para la generación de energía eléctrica con gas y carbón en Colombia que se desarrollan con esta investigación.

De igual manera, también se considera necesario que los ingenieros electricistas, sobre todo los que están a punto de terminar sus estudios profesionales, además de manejar conceptos técnicos, tengan un amplio conocimiento en materia económica, con el objetivo de adquirir competencias en evaluación de proyectos de inversión. De esta manera podrán participar en la toma de decisiones importantes, al momento de evaluar las diferentes alternativas en la expansión del parque de generación del país. Esta formación integral los hará más competentes en el ámbito laboral y les abrirá puertas en estos campos para poder participar en las evaluaciones económicas aplicadas al sector eléctrico, que como cualquier sector en el país, tendrá como objetivo principal el manejo eficiente de los recursos, siempre pensando en el impacto económico y ambiental que se pueda presentar.

## **5. OBJETIVOS**

### **5.1 Objetivo general**

Realizar un análisis comparativo de las tecnologías utilizadas para la generación de energía eléctrica con gas y carbón con relación al costo variable de suministro de combustible

## **5.2 Objetivos específicos**

- Estudiar el comportamiento de los diferentes factores que intervienen en la determinación del costo variable de suministro de combustible.
- Realizar un modelo que permita determinar el comportamiento del costo variable de suministro de combustible.
- Validar el modelo utilizando datos históricos de los costos variables de suministros de combustible.
- Realizar un análisis comparativo de las nuevas tecnologías y las convencionales actualmente empleadas en Colombia, con relación a los costos variables de suministro de combustible en la generación de energía eléctrica con gas y carbón.
- Generar información de evaluación económica para determinar las mejores opciones de utilización de combustible.

## **6. ALCANCES Y LIMITACIONES**

- Se tuvo únicamente en cuenta los aspectos inherentes a la incidencia de los costos variables de suministro de combustible del gas y carbón, dentro del esquema de los costos variables de la generación termoeléctrica en Colombia, determinado por las resoluciones CREG 034 de 2001 y 084 de 2005.
- El horizonte de proyección establecido para los costos variables de suministro de combustible en estudio, fue de cinco (5) años a partir de 2012.

- La investigación se realizó utilizando las proyecciones de la oferta y precios del gas y carbón en Colombia para el periodo de estudio, determinadas por la UPME.<sup>14</sup>
- No se tuvo en cuenta la influencia de políticas energéticas relacionadas con la importación y precios del GNL, los cuales han sido proyectados por la UPME a partir del año 2015.
- El análisis de las nuevas tecnologías en el proceso de generación para el gas y el carbón, se realizó únicamente para los aspectos concernientes a los costos variables de suministro de combustible.
- No se tuvo en cuenta aspectos externos que afecten el suministro de gas y carbón para las plantas termoeléctricas en Colombia, para el periodo de estudio.

## **7. MARCO REFERENCIAL**

### **7.1 Central termoeléctrica**

“Se denominan plantas termoeléctricas clásicas o convencionales aquellas plantas que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada al efecto. El apelativo de "clásicas" o "convencionales" sirve para diferenciarlas de otros tipos de plantas termoeléctricas (nucleares y solares, por ejemplo), las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en la producción de energía eléctrica desde hace décadas y, sobre todo, con tecnologías diferentes y mucho más recientes que las de las

---

<sup>14</sup> Cadena del carbón. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Año 2012.



plantas termoeléctricas clásicas.”<sup>15</sup>

### **7.1.1 Central termoeléctrica a carbón**

“Las centrales térmicas a carbón, también conocidas como carboeléctricas, permiten un eficiente aprovechamiento de la energía contenida en el combustible (carbón mineral). El recurso es sometido a un proceso de combustión donde libera energía en forma de calor, el cual es transferido al agua para su conversión a vapor. Posteriormente, el vapor es conducido hasta la turbina de vapor, equipo encargado de extraer la energía potencial del fluido. Un generador acoplado al eje de la turbina convierte finalmente el movimiento rotacional en energía eléctrica.”<sup>16</sup>

### **7.1.2 Central termoeléctrica a gas**

“Según el fluido que acciona las turbinas y la disposición del equipo de generación, las plantas termoeléctricas se clasifican en plantas a vapor y plantas a gas. En las primeras se utiliza agua evaporada en una caldera y en las segundas el fluido que produce el movimiento está constituido por los gases de combustión, que elevados a temperatura y presión adecuadas, mueven los álabes de la turbina y la hacen girar.”<sup>17</sup>

## **7.2 Costos**

La clasificación de los costos se relaciona con el comportamiento que estos puedan tener, y se dividen así:

---

<sup>15</sup> Hernández Ortiz Cuauhtémoc. Planta Termoeléctrica. Física Experimental. Universidad Autónoma de México. 15 de mayo de 2005. p.2.

<sup>16</sup> Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia. UPME. Abril de 2005. p. 106.

<sup>17</sup> Ibid., p. 141.

### **7.2.1 Costo fijo**

Los costos fijos son aquellos que permanecen constantes durante un periodo de tiempo determinado, independiente de la producción o nivel de operación que se pueda llegar a tener. En otras palabras son los costos que se deben pagar así la empresa produzca o no. La dimensión de estos costos generalmente está relacionada con la capacidad instalada de la compañía y dependen mucho de la estructura financiera.

### **7.2.2 Costo variable**

“Los variables, también llamados “directos”, son aquellos que fluctúan en relación directa con el volumen de producción, de forma que si éste aumenta, también lo hacen los variables. Ejemplos de este tipo de costos son las materias primas, la mano de obra directa y cualquier costo indirecto que de acuerdo con las características propias del proceso productivo fluctúe en forma directamente proporcional al volumen. Desde el punto de vista unitario, los costos variables son fijos por unidad.”<sup>18</sup>

### **7.2.3 Costo total**

El costo total de cualquier empresa se define como la suma de los costos fijos totales y los costos variables totales, es decir son los costos en los que incurre la empresa en su proceso de producción o actividad.

### **7.2.4 Costo de oportunidad**

“El costo de oportunidad se define como el valor de un recurso en su mejor uso alternativo”<sup>19</sup>. En la definición anterior, el costo de oportunidad no depende de

---

<sup>18</sup> García S. Oscar León. Administración Financiera: Fundamentos y Aplicaciones. Tercera Edición, Cali – Colombia. p. 159.

<sup>19</sup> Le Roy Miller Roger. Microeconomía. McGraw Hill. 1992. p. 231.

quién está utilizando el recurso. “Por ejemplo, el costo de oportunidad de una máquina para una empresa no es solamente su mejor uso alternativo dentro de la empresa, sino el valor de su uso óptimo en cualquier parte del mundo. Por consiguiente, si definimos capital como maquinaria instalada, podemos definir el costo de usar la maquinaria para el propietario como el precio que podría obtenerse si los servicios de la maquinaria fuesen vendidos al mejor postor. Esto podría lograrse de varias maneras, siendo la más evidente el alquiler o arrendar la maquinaria.”<sup>20</sup>

### 7.3 Valor Futuro y Valor Presente

“El valor futuro de una suma determinada se calcula aplicando el interés compuesto de un periodo específico. Las instituciones de ahorro ofrecen rendimientos de interés compuesto a una tasa de x por ciento, o bien, x por ciento de interés compuesto anual, semestral, trimestral, mensual, semanal, diario o, incluso, continuo. Los fundamentos de valor futuro son muy simples, sin importar el periodo comprendido.”<sup>21</sup>

El valor futuro está definido de la siguiente manera:

$$F_n = P \times (1 + k)^n \quad (2)$$

Donde:

$F_n$ : valor futuro al final del periodo n.

P: capital inicial.

k: tasa de interés.

n: número de periodos.

---

<sup>20</sup> Ibid., p. 232.

<sup>21</sup> J. Gitman Lawrence. Administración Financiera Básica. Editorial Harla. Edición No.4, 1990. p. 292.

## **7.4 Tasa de Descuento**

El Departamento Nacional de Planeación (DNP) en Colombia, define la tasa de descuento de la siguiente manera: “La Tasa Social de Descuento (TSD), es uno de los parámetros más importantes en la evaluación socioeconómica de proyectos, por ser el factor que permite comparar los beneficios y los costos económicos del proyecto en diferentes momentos del tiempo y con relación al mejor uso alternativo de esos recursos. Para Colombia, este indicador es del 12% anual.”<sup>22</sup>

## **7.5 Incoterms**

“Los Incoterms son un conjunto de reglas que establecen de forma clara y sencilla las obligaciones que en una compraventa internacional corresponden tanto al comprador como al vendedor en aspectos relacionados con el suministro de la mercancía, las licencias, autorizaciones y formalidades que se deben cumplir en una compraventa internacional.” <sup>23</sup>

### **CIF-COST INSURANCE AND FREIGHT**

En la figura 1 a continuación, se puede observar la explicación del término CIF.

---

<sup>22</sup> Disponible en Internet: <  
<http://www.dnp.gov.co/PreguntasFrecuentes/InversionesyFinanzasPúblicas.aspx> >

<sup>23</sup> Disponible en Internet: <  
[http://camara.ccb.org.co/ligera/documentos/3053\\_los\\_incoterms\\_y\\_su\\_uso\\_en\\_el\\_comercio\\_internacional2.pdf](http://camara.ccb.org.co/ligera/documentos/3053_los_incoterms_y_su_uso_en_el_comercio_internacional2.pdf). p. 6>



Figura 1. Explicación CIF.<sup>24</sup>

## 7.6 Estructura actual del sector eléctrico colombiano

Mediante la promulgación de la Constitución Política de Colombia en el año de 1991 y de las Leyes 142 de 1994, denominada "Ley de Servicios Públicos Domiciliarios", y de la Ley 143 de 1994, denominada "Ley Eléctrica", se estableció una nueva normatividad en el sector eléctrico en el país, debido a que se dió origen al nuevo papel en este sector público por parte del Estado y la creación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

A su vez se establece la competencia en las actividades de generación y comercialización, quedando reguladas las actividades de transmisión y distribución. Se desregula un segmento del mercado, denominándolos "usuarios no regulados". Por otro lado se establecen las funciones de dirección, planeamiento, regulación, operación, control y vigilancia a diferentes entidades del sector. El marco institucional del sector eléctrico en el país se observa en la figura 2 a continuación y se compone de las siguientes instituciones:

<sup>24</sup> Disponible en Internet: <<http://www.andi.gov.co>>



Figura 2. Marco Institucional Sector Eléctrico.<sup>25</sup>

## Ministerio De Minas y Energía

Es la entidad encargada de establecer las políticas en las actividades de generación, transmisión, interconexión y distribución. También elabora los planes o directrices para hacer uso racional de la energía eléctrica, normatividad técnica y planes para el aprovechamiento legal de los recursos naturales no renovables y de todas las fuentes energéticas que se encuentran en el territorio nacional.

## UPME

La UPME es una entidad que se encuentra adscrita al Ministerio de Minas y Energía, la cual tiene como objetivo principal realizar la planeación de manera integral, permanente y en conjunto con las demás entidades del sector, ya sean públicas o privadas, del aprovechamiento de los recursos minero energéticos que

<sup>25</sup> Sector Eléctrico en Colombia: Mercado y Regulación. ANDESCO. Bogotá, Febrero de 2010.

posee el país para el uso eficiente de los mismos. En cuanto al sector eléctrico se refiere, es la encargada de la elaboración de los Planes de Expansión en Generación y Transmisión de manera anual y presta asesorías y consultorías para la formulación de proyectos en el sector.

## **CREG**

La CREG es una unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía, “es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo está dotada de facultades para expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, a regular el uso de las redes de transporte, para garantizar el libre acceso de los agentes, y la operación del sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible. Establece la regulación tarifaria para usuarios regulados y a las actividades que son monopolio natural.”<sup>26</sup>

## **Consejo Nacional de Operación (CNO)**

Es una entidad creada por la Ley 143 de 1994, cuya función es “acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.”<sup>27</sup>

---

<sup>26</sup> Artículo 10 del Decreto 2119 de 1992.

<sup>27</sup> Disponible en Internet: <[www.cno.org.co/webApp/pressflow/content/quienes-somos](http://www.cno.org.co/webApp/pressflow/content/quienes-somos)>

### **Comité Asesor de Comercialización (CAC)**

“Es un Comité creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– mediante la Resolución 68 de 1999, para asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.

Adicionalmente, tendrá las siguientes funciones:

1. Preparar el Plan de Actividades del Comité para cada año de sesiones.
2. Preparar y presentar los informes que le sean solicitados por la CREG.
3. Elegir al Presidente y al Secretario del Comité, según lo establecido en el presente reglamento.
4. Adoptar el Reglamento de funcionamiento interno del Comité.
5. Acordar el lugar para realizar las reuniones.”<sup>28</sup>

### **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios**

Es una entidad cuyas funciones son:

“Sistemas de información:

Establece los sistemas de información y contabilidad que deben aplicar los prestadores de servicios públicos domiciliarios. Define la información que las empresas deben proporcionar sin costo al público y señala los valores que deben pagar las personas por la información especial que pidan a las empresas de servicios públicos, sino hay acuerdo entre el solicitante y la empresa.

---

<sup>28</sup> Disponible en Internet: <[www.cac.org.co/quienes](http://www.cac.org.co/quienes)>



Sanciona:

A las entidades encargadas de prestar servicios públicos domiciliarios cuando no cumplen las normas a que están obligadas. Las sanciones que la Superintendencia puede imponer son: Amonestación. Multas hasta por 2000 salarios mínimos mensuales. Suspender actividades y cierre de los inmuebles que se utilicen para desarrollar las actividades objeto de la sanción. Separar a los administradores o empleados y prohibirles trabajar en empresas similares hasta por 10 años. Solicitar a las autoridades decretar la caducidad de los contratos celebrados por la entidad o la cancelación de licencias. Prohibir la prestación de servicios públicos domiciliarios hasta por 10 años. Ordenar la separación de los gerentes y/o los miembros de las juntas directivas. Tomar Posesión de las empresas de servicios públicos para administrarlas o liquidarlas.

Informa y da conceptos:

Publica las evaluaciones de gestión realizadas a los prestadores y proporciona la información pertinente a quien la solicite. Da conceptos a las Comisiones de Regulación y Ministerios que así lo requieran en relación con los servicios públicos domiciliarios.

Vigila y controla:

Que las entidades que las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios cumplan con la Ley 142 de 1.994, con sus normas reglamentarias y las que expidan las Comisiones de Regulación. Que se cumplan los contratos de condiciones uniformes celebrados entre las empresas de servicios públicos y los usuarios. Que los subsidios se destinen a las personas de menores ingresos. Que las Empresas de Servicios Públicos cumplan con los indicadores de gestión señalados por las Comisiones de Regulación. Que las obras, equipos y

procedimientos cumplan con los requisitos técnicos señalados por los Ministerios.”<sup>29</sup>

## **Superintendencia de Industria y Comercio**

Es una entidad cuyas funciones son:

“Protección al consumidor:

En los sistemas económicos abiertos basados en la libertad de competencia, como el que opera actualmente en el país, el mercado asume un papel de primer orden ya que constituye la estructura comunicativa de la oferta y de la demanda. La política de protección al consumidor tiene su fundamento en el reconocimiento de la necesidad de acciones tendientes a reconocer los derechos de los consumidores, a la seguridad, la salud y protección de los legítimos intereses económicos, así como a la información y a la participación.

La Superintendencia es responsable de vigilar la observancia de las disposiciones contenidas en el estatuto de protección del consumidor, hoy decreto 3466 de 1982, en tal virtud tramita las denuncias que se presentan e inicia investigaciones de oficio tendientes a establecer su contravención. En este campo tiene facultades administrativas para ordenar la suspensión de conductas ilegales, sancionatorias para reprimir a los infractores y jurisdiccionales para resolver sobre la garantía mínima presunta.

Protección de la competencia:

Para que un modelo de libre empresa apalanque el desarrollo del país y represente posibilidades de desarrollo para todos, es necesario que la actividad empresarial no se vea afectada por conductas monopolísticas ni desleales.

---

<sup>29</sup> Disponible en Internet: <[www.superservicios.gov.co/home/web/guest/funciones](http://www.superservicios.gov.co/home/web/guest/funciones)>

Con la finalidad de fortalecer la eficiencia del aparato productivo nacional, garantizar que los consumidores tengan libertad de acceso y elección a la oferta de bienes y servicios, así como propender porque en el mercado exista variedad de precios y calidades, la Superintendencia investiga, corrige y sanciona las prácticas comerciales restrictivas de la competencia y la competencia desleal. Así mismo se analizan para autorizar, condicionar u objetar las integraciones de empresas que se dediquen a una misma actividad productiva.”<sup>30</sup>

## **XM**

Es una empresa la cual tiene como función “la gestión inteligente de sistemas de tiempo real, que consiste en la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas, que involucran el intercambio de información con valor agregado, y mercados de bienes y servicios relacionados”.<sup>31</sup>

### **7.7 Descripción del sector eléctrico colombiano**

“El proceso de la energía eléctrica está conformado básicamente por cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización.”<sup>32</sup> Cada una de ellas es necesaria para poder llevar la energía eléctrica, desde el punto de generación hasta cada uno de los usuarios de este servicio público en el territorio nacional. La figura 3 contiene el esquema del sector eléctrico en el país.

---

<sup>30</sup> Disponible en Internet: <[www.sic.gov.co/es/funciones](http://www.sic.gov.co/es/funciones)>

<sup>31</sup> Disponible en Internet: <[www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx](http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx)>

<sup>32</sup> Disponible en Internet: <<http://www.creg.gov.co/>>

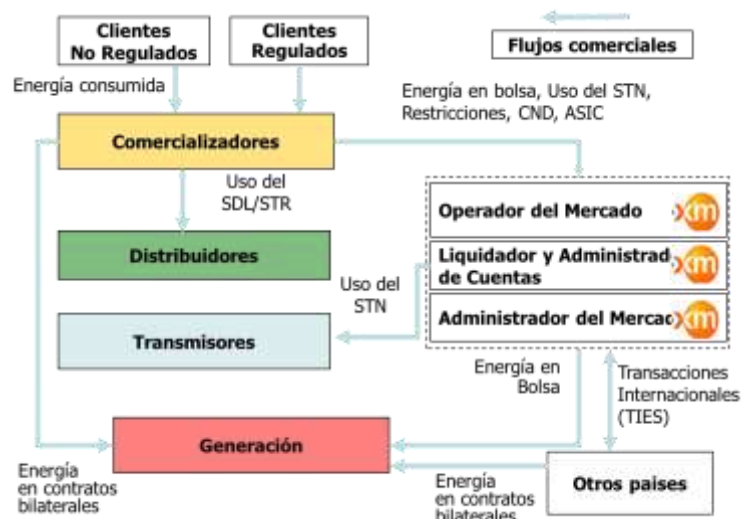


Figura 3. Estructura Sector Eléctrico Colombiano.<sup>33</sup>

## GENERACIÓN

La primera etapa que corresponde a la generación es en la cual los operadores producen la energía en grandes cantidades a partir de las diferentes plantas térmicas e hidráulicas principalmente y posteriormente la venden a los diferentes comercializadores a un precio acorde a las variaciones de oferta y demanda del país. Así, si existe escasez entonces el precio aumenta y viceversa.

## TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión nacional (STN) es el encargado del transporte de la energía eléctrica a través de las redes de alta tensión que interconectan los diferentes puntos de generación con los grandes centros de consumo y es el escenario sobre el cual se lleva a cabo el mercado de la energía eléctrica.

<sup>33</sup> Mercado Eléctrico Colombiano. Conceptos básicos. Condensa. 2009

## **DISTRIBUCIÓN**

La etapa de distribución es la encargada de la transmisión local o distribución local. Es decir son los encargados de la conducción y la entrega de la energía eléctrica a los diferentes centros de consumo. Los distribuidores son los encargados de la expansión de las redes y el cubrimiento del servicio de energía eléctrica.

## **COMERCIALIZACIÓN**

La etapa de comercialización consiste en la compra y venta de energía eléctrica en la participación en el mercado mayorista y su posterior venta en pequeñas cantidades a los usuarios finales. La CREG le reconoce los costos de eficiencia a todos los comercializadores de todo el país. La actividad de los comercializadores es la que permite la competencia en la bolsa de energía y el riesgo es asumido para cada ente comercializador.

## **CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)**

El CND es el encargado específicamente de la planeación, coordinación, supervisión y el control de la generación y la transmisión. Además sus obligaciones están establecidas en los artículos 33 y 34 de la ley 143 de 1994. De igual manera el código de la operación del CND está estipulado detalladamente en la CREG.

## **ESTRUCTURA TARIFARIA**

La estructura tarifaria del servicio de energía eléctrica en el país se define como se indica en la figura 4:

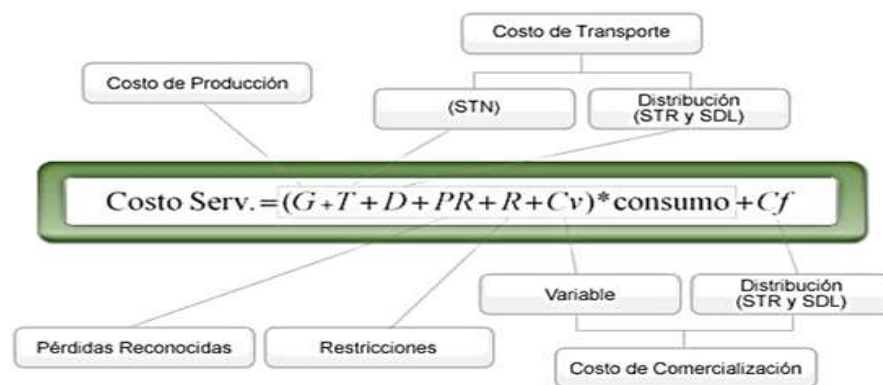


Figura 4. Estructura tarifaria nacional.<sup>34</sup>

### Generación (G)

“Corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del sitio donde sea generada.”<sup>35</sup>

### Transmisión (T)

“Con este valor se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.”<sup>36</sup>

### Componente de Distribución (D)

“Valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.”<sup>37</sup>

<sup>34</sup> Resolución CREG 119 de 2007.

<sup>35</sup> Disponible en Internet: <  
[http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-61&p\\_options=>](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-61&p_options=>)

<sup>36</sup> Ibid.

<sup>37</sup> Ibid.

### **Comercialización (Cv)**

“Remunera el margen de Comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización.”<sup>38</sup>

### **Pérdidas Reconocidas (PR)**

“Costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas.”<sup>39</sup>

### **Restricciones (R)**

“Costos por restricciones y servicios asociados con la generación.”<sup>40</sup>

### **Costos fijos Comercialización (Cf)**

“Costo base de comercialización que remunera los costos fijos de la actividad de comercialización.

## **7.8 Situación actual y proyección del sector eléctrico Colombiano**

La situación actual y proyección del sector eléctrico en Colombia se encuentra consignadas de manera muy detallada en el documento expedido por la UPME en diciembre de 2011, denominado: Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025.

La UPME utiliza modelos econométricos para analizar el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía, ventas sectoriales y demanda de energía con relación a diferentes variables como Producto Interno Bruto (PIB), valores agregados sectoriales nacionales, etc.

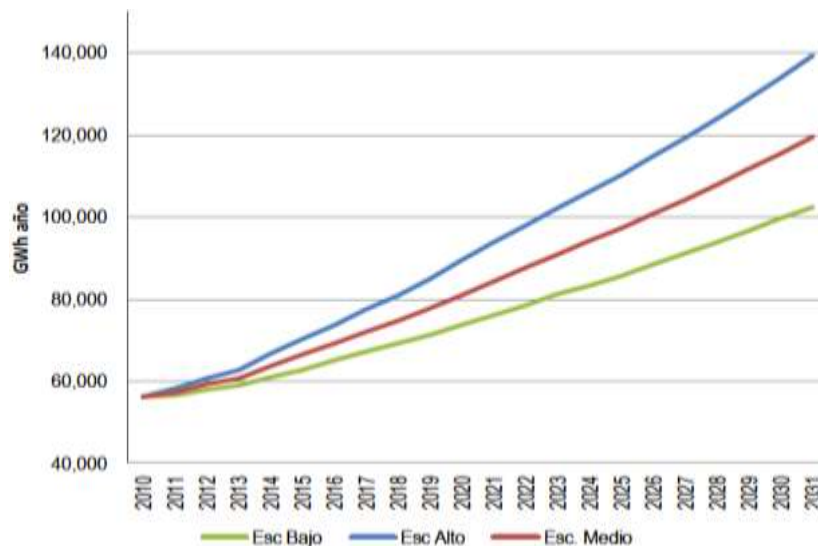
---

<sup>38</sup> Ibid.

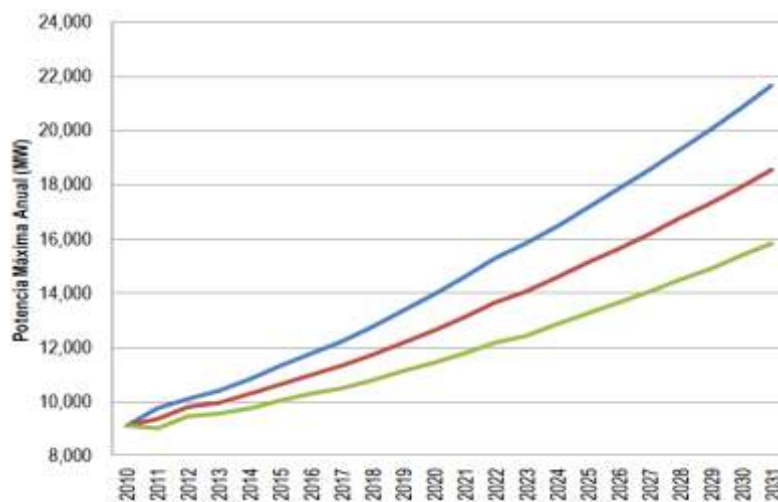
<sup>39</sup> Ibid.

<sup>40</sup> Ibid.

Sobre esta base, el Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2011-2025 muestra las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia del SIN para largo plazo, con un horizonte hasta el año 2031, tal como se muestra en las gráficas 1 y 2 a continuación:



Gráfica 1. Proyección de Demanda de Energía 2011-2031.<sup>41</sup>

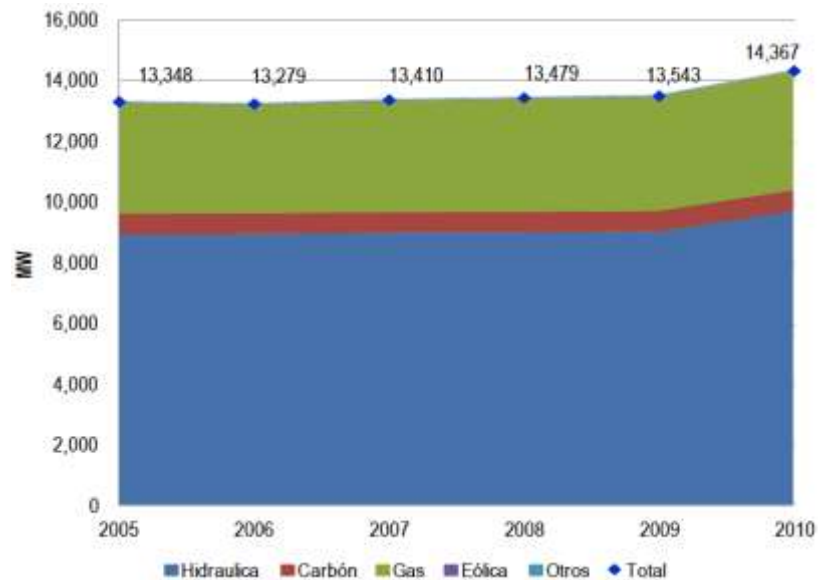


Gráfica 2. Proyección Nacional de Potencia Eléctrica 2011-2031.<sup>42</sup>

<sup>41</sup> Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025. UPME.



En el año 2005 se contaba con una capacidad neta de 13.348 Megavatios (MW) presentando un incremento del 7,63%, equivalentes a 1.019 MW a finales del 2010. La gráfica 3 muestra la evolución de la capacidad efectiva de generación por tipo de combustible desde el año 2005 hasta el año 2010.

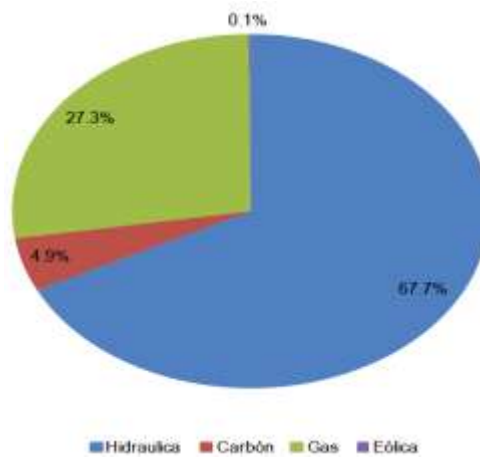


Gráfica 3. Capacidad efectiva de Generación por tipo de Combustible.<sup>43</sup>

La gráfica 4 muestra la participación de los diferentes combustibles en la capacidad efectiva de generación en el año 2010.

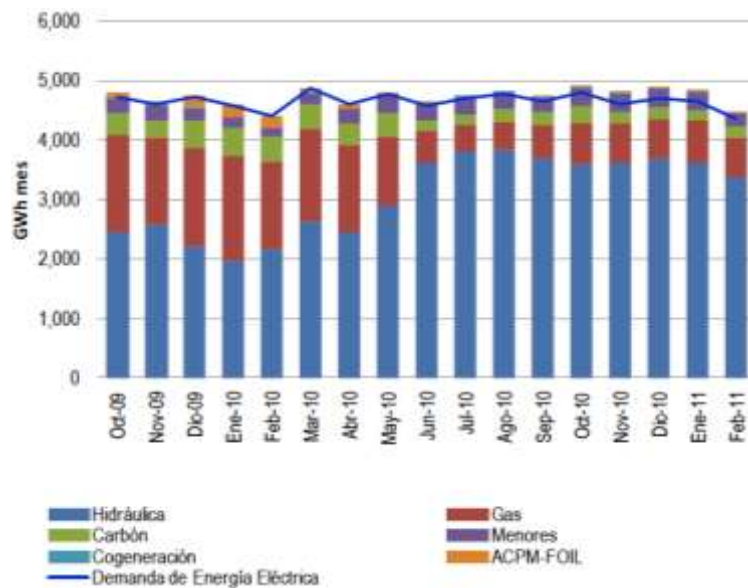
<sup>42</sup> Ibíd.

<sup>43</sup> Ibíd.



Gráfica 4. Participación de Combustible en la Capacidad Efectiva de Generación 2010.<sup>44</sup>

La gráfica 5 contiene la evolución de la generación real mensual en Colombia por tipo de combustible empleados para esta actividad. El periodo abarca desde octubre de 2009 hasta febrero de 2011.



Gráfica 5. Generación Real Mensual por Tipo de Combustible.<sup>45</sup>

<sup>44</sup> Ibíd.

La tabla 1 contiene detalladamente la cantidad en Giga BTU (GBTU) de combustible utilizado por las plantas termoeléctricas para la generación de este tipo en el país de acuerdo al último estudio realizado por la Superintendencia de Servicios Públicos.

Es de resaltar que el gas y el carbón tuvieron un incremento del 88,64% y 68,03%, respectivamente debido al el Fenómeno del Niño en el 2009 y entrada la fase más cálida del Fenómeno, el parque de generación hídrico existente no cumplió con las expectativas previstas en materia de confiabilidad. Esto ocasionó el incremento en estos dos combustibles térmicos en el país. <sup>46</sup>

Tabla 1. Utilización de combustibles para la generación eléctrica.<sup>47</sup>

<b>Combustible</b>	<b>GBTU</b>		
	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>Incremento %</b>
Gas	49138	92694	88,64%
Carbón	22084	37108	68,03%
ACPM	4	2154	52446,34%
Fuel Oil	223	1096	392,14%
Queroseno	0	62	nd
<b>Total</b>	<b>71449</b>	<b>133115</b>	<b>86,31%</b>

Bajo los principales supuestos de proyección de demanda de energía, en el periodo 2011–2030 y para cumplir los índices de confiabilidad, se encuentran inscritos 118 proyectos con una capacidad total de 9.121 MW, de los cuales 76 son hidráulicos mayores, 38 son hidráulicos menores, 3 son de carbón y 1 es de gas. El detalle de estos proyectos se encuentra en la tabla 2 a continuación y el porcentaje de repartición se observa en la gráfica 6.

---

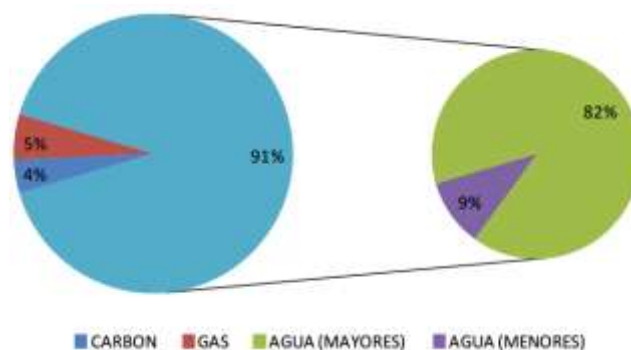
<sup>45</sup> Ibíd.

<sup>46</sup> Diagnóstico del Sector Energético Eléctrico- Gas- Carbón. Trabajo para UPME. Contrato 042-410312-2009. Unión Temporal Universidad nacional y fundación Bariloche Política Energética.

<sup>47</sup> Estudio Sectorial Energía, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo 2005 – 2009. Superintendencia de Servicios Públicos.

Tabla 2. Proyectos inscritos ante la UPME.<sup>48</sup>

Tipo de Proyecto	Numero de proyectos	Capacidad (MW)
Agua (Menores)	76	858.45
Agua (Mayores)	38	7428.93
Carbón	3	354
Gas	1	480



Gráfica 6. Porcentaje de participación de los proyectos inscritos de acuerdo con el recurso.<sup>49</sup>

A mediano plazo, el país desarrollará proyectos de generación de energía eléctrica que entraran en operación en el periodo 2010-2018 con una capacidad cercana a los 8.000 MW. Estos proyectos de generación de energía eléctrica utilizarán diferentes tipos de generación térmica, tales como carbón y gas, de los cuales el primero representa más del 70% de los mismos, tal como se ve en la tabla 3 a continuación.

Tabla 3. Porcentaje por combustible en la generación de energía.<sup>50</sup>

Combustible	MW	%
Carbón	366	70%
Gas	160	30%
<b>Total</b>	<b>526</b>	<b>100%</b>

<sup>48</sup>Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025. UPME.

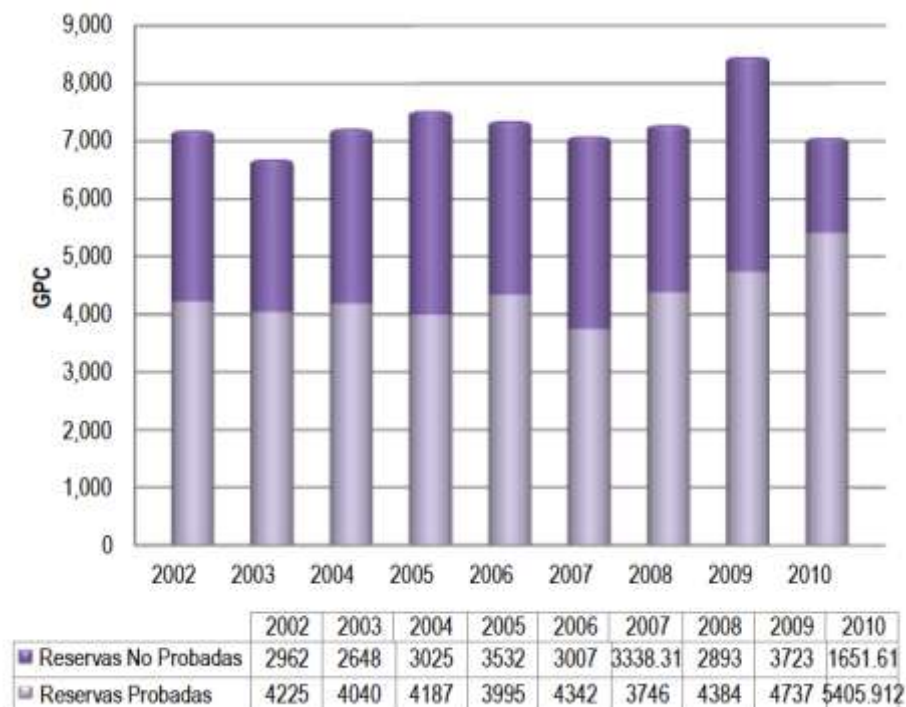
<sup>49</sup> Ibíd.

<sup>50</sup> Ibíd.

## 7.9 Estudio del combustible gas

El análisis de esta información se hizo sobre la base de precios, demanda, producción de este combustible en Colombia y la situación nacional e internacional acerca de la utilización del GNL para suplir la demanda de este combustible como nueva tecnología en el proceso de generación térmica.

En los documentos encontrados [1, 2, 4, 5, 8, 9, 40, 42, 53, 60] se establece que las reservas de gas natural en el país, a 31 de diciembre de 2010 arrojaban una cifra de 7.058 Giga pies cúbicos (GPC), las cuales incluyen reservas probadas, no probadas y gas para consumo propio en la operación, como se observa en la gráfica 7. Del mencionado total, 5.406 GPC corresponden a reservas probadas que se encuentran disponibles para su uso.



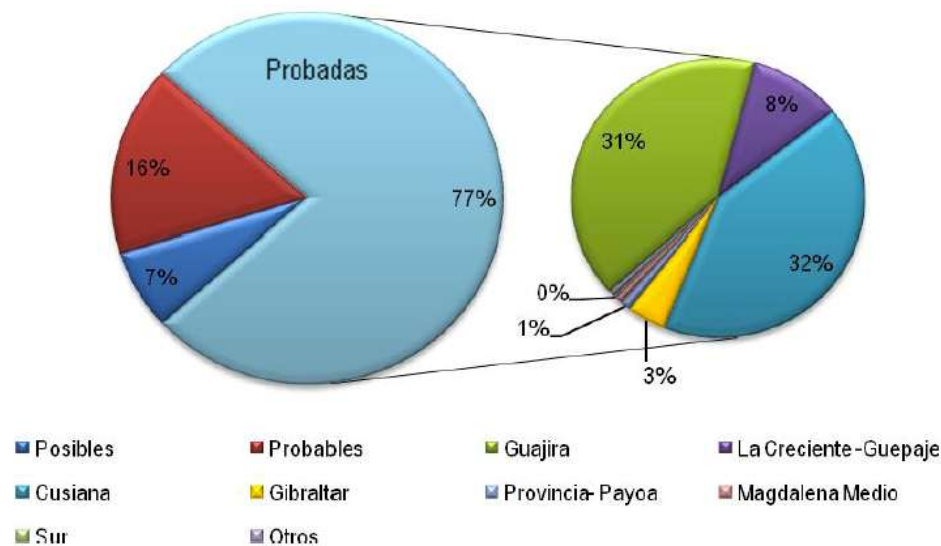
Gráfica 7. Reservas de Gas Natural.<sup>51</sup>

<sup>51</sup> Ibíd.

Desde diciembre de 2008 hasta diciembre de 2010, se ha tenido un crecimiento de aproximadamente 1.000 GPC en cuanto a las reservas probadas para este combustible en el país, debido a la reclasificación de las mismas y el aporte de los campos de Cusiana, Cupiagua, Chuchupa, La Creciente y Gibraltar, que aportaron crecimientos de 297, 168, 83, 51 y 34 GPC respectivamente.

Los campos de La Guajira (Chuchupa y Ballena) y el campo de Cusiana ubicado en los Llanos Orientales en el interior del país aportan cerca del 60% de la producción de este combustible. Por otro lado los campos de La Creciente, Gibraltar y Provincia-Payoa aportan a la producción de gas cerca del 8%, 3% y 1% respectivamente.

La discriminación de las reservas probadas de este combustible en el país se puede observar detalladamente en la gráfica 8 a continuación.

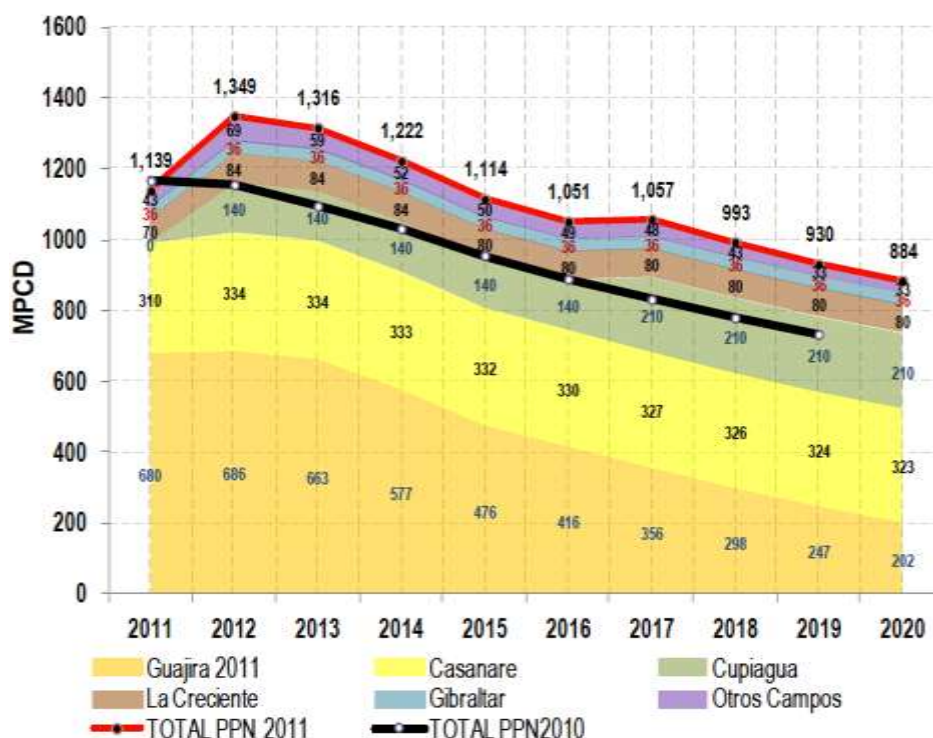


Gráfica 8. Discriminación de Reservas Probadas Diciembre 2010.<sup>52</sup>

Se tiene previsto que la producción de gas natural en el país caerá de aproximadamente 1.139 Giga BTU diarios (GBTUD) en el 2010 hasta

<sup>52</sup> Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025. UPME.

aproximadamente 884 GBTUD en el 2020, como se puede ver en la gráfica 9, destacándose una importante reducción del 60% en los campos de La Guajira. Esta reducción se verá compensada con la máxima producción de los campos de Cupiagua, La Creciente y Gibraltar, en el interior del país.

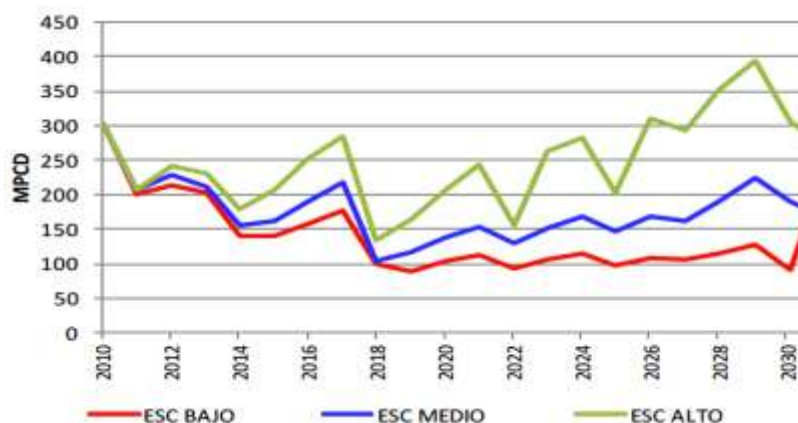


Gráfica 9. Potencial de Producción de Gas Natural.<sup>53</sup>

La demanda de gas natural para el sector eléctrico fue de 300 Millones de Pies Cúbicos Diarios (MPCD) en el 2010, se estima un consumo estable de 206 MPCD para el año de 2011, y para el periodo 2012 – 2021 se proyecta una demanda promedio de 171 MPCD, teniendo en cuenta al nueva entrada de proyectos hidrológicos al SIN. Para el periodo de 2021 – 2031 se proyectan tasas de crecimiento anual para los escenarios bajos, medio y alto de -0.01%, 0.00% y

<sup>53</sup> Ibíd.

0.01% respectivamente. La proyección de la demanda se puede observar en la gráfica 10 y en la tabla 4.



Gráfica 10. Demanda nacional de gas natural sector eléctrico.<sup>54</sup>

Tabla 4. Demanda regional de gas natural el sector eléctrico. Escenario Alto.<sup>55</sup>

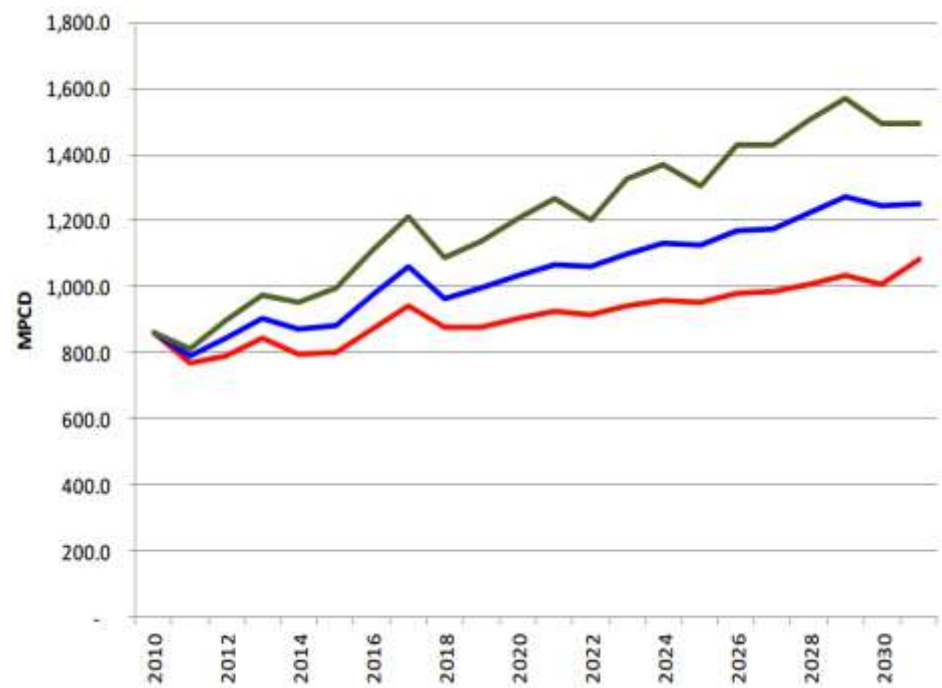
(MPD)	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	Suroeste	Total Nacional
2010	230,6	53,6	2,7	15,5	-	-	302,4
2011	172,2	25,3	1,3	7,3	-	-	206,1
2012	94,3	111,9	10,2	24,9	-	0,4	241,7
2013	108,1	97,6	2,3	22,8	-	0,5	231,3
2014	97,8	61,5	3,8	15,1	-	0,9	179,0
2015	92,1	76,5	17,2	18,5	-	3,4	207,7
2016	86,7	112,1	18,5	27,5	-	7,4	252,2
2017	105,8	119,3	20,3	29,1	0,5	9,9	285,1
2018	129,1	2,9	0,9	0,6	0	0,2	133,8
2019	61,6	62,3	22,3	10,8	-	6,6	163,6
2020	75,4	84,4	24,0	11,6	0,4	11,6	207,3
2021	88,7	117,4	10,4	26,0	-	0,3	242,8
2022	75,8	62,8	1,5	14,7	-	0,2	155,0
2023	85,9	133,8	8,3	32,9	-	1,9	262,7
2024	113,5	112,6	25,2	27,0	-	4,8	283,1
2025	89,5	76,5	12,5	18,6	0,3	5,0	202,3
2026	109,9	133,3	23,3	32,4	0,5	11,4	310,7
2027	132,9	99,1	30,2	21,6	0,3	8,2	292,3
2028	130,7	135,2	48,1	23,5	-	14,7	352,2
2029	143,4	160,7	45,4	22,4	0,5	22,4	394,8
2030	149,0	119,1	10,6	26,4	-	0,3	305,3
2031	127,1	128,4	3,0	30,3	-	0,3	289,1

<sup>54</sup> Proyección de demanda de gas natural en Colombia. Subdirección de planeación energética, grupo de demanda energética. UPME. Diciembre de 2011.

<sup>55</sup> Ibíd.



Con relación a la demanda nacional de gas natural para el periodo 2010-2029, se tiene un consumo máximo de 1.600 MPCD en el 2029 y un consumo mínimo de aproximadamente de 700 MPCD en el 2012. La gráfica 11 contiene la proyección de demanda de gas natural a nivel nacional y la tabla 5 muestra la proyección de demanda por sectores para el mismo periodo de tiempo.



Gráfica 11. Proyección demanda nacional de gas natural.<sup>56</sup>

<sup>56</sup> Ibíd.

Tabla 5. Proyección de demanda nacional de gas natural por sectores. Escenario Alto.<sup>57</sup>

(MPCD)	Resid.	Comer.	Indust.	Eléctr.	GNV	Refin.	Petroq.	Total Nacional
2010	111,7	30,5	232,0	302,4	72,0	99,6	12,1	860,30
2011	125,7	33,8	246,8	206,0	74,3	110,4	14,6	811,70
2012	135,3	36,1	255,9	241,7	75,5	138,5	14,8	897,90
2013	142,6	37,8	266,1	231,3	77,3	207,0	14,8	976,90
2014	147,7	38,89	278,9	179,0	79,6	214,2	14,7	952,99
2015	151,8	39,5	293,0	207,7	82,0	206,0	14,7	994,80
2016	155,4	40,1	308,3	252,2	84,3	256,2	14,7	1.111,30
2017	158,6	40,5	324,3	285,1	86,6	305,4	14,7	1.215,30
2018	161,6	40,8	341,9	133,8	89,0	304,8	14,7	1.086,70
2019	164,2	41,2	360,2	163,7	91,5	304,2	14,7	1.139,60
2020	166,5	41,5	379,7	207,3	94,0	303,6	14,6	1.207,20
2021	168,5	41,8	400,9	242,8	96,5	302,9	14,6	1.268,10
2022	170,3	42,1	417,4	155,0	99,0	302,3	14,6	1.200,70
2023	172,8	42,4	433,4	262,7	101,4	301,7	14,6	1.329,10
2024	175,3	42,7	449,7	283,1	103,8	301,1	14,6	1.370,30
2025	177,8	43,1	461,6	202,3	106,3	300,5	14,6	1.306,10
2026	180,4	43,4	474,0	310,7	108,7	299,9	14,5	1.431,60
2027	182,9	43,7	486,0	292,3	111,1	299,3	14,5	1.429,90
2028	185,6	44,0	498,4	352,2	113,5	298,7	14,5	1.506,90
2029	188,2	44,4	512,0	394,8	116,0	298,1	14,5	1.568,00
2030	190,9	44,7	523,5	305,3	118,5	297,5	14,5	1.494,80
2031	193,6	45,0	535,3	289,1	121,0	296,9	14,5	1.495,50

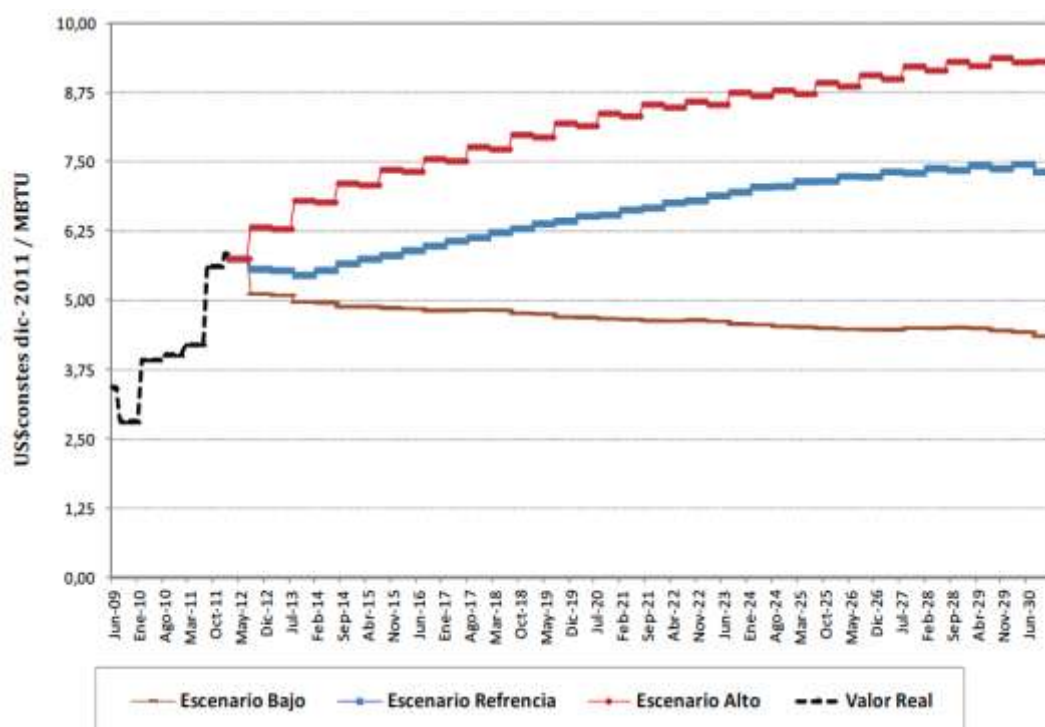
Al analizar los datos registrados en la gráfica 9 y la tabla 5, se puede concluir que a partir del año 2015, la oferta nacional de gas natural en el país no será suficiente para suplir la demanda total nacional ante un escenario alto. A partir del 2017, la producción va a tener tendencia a decaer hasta llegar a los 884 MPCD en el 2020 y la demanda en este año será de 1.215 MPCD, presentándose un déficit de 331 MPCD.

Con relación a la metodología para el cálculo de precios del gas natural en boca de pozo producido en los campos de La Guajira y Opón (Magdalena Medio) se establece por medio de la resolución CREG 187 de 2010, la cual introdujo como nuevo referente el “Índice Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% Sulfur fuel oil”, debido a que el Departamento de Energía de los Estados Unidos suspendió la publicación de la variable indexadora que se mencionaba en la

<sup>57</sup> Ibíd.

resolución CREG 119 de 2005. Con relación al gas producido en Cusiana, se aplicaron las resoluciones respectivas hasta que su producción sobrepasó los 180 MPCD en junio de 2006 y ahora su precio se determina libremente.

La estimación de precios en boca de pozo de La Guajira, como se observa en la gráfica 12 y en la tabla 6, indica un crecimiento promedio anual de aproximadamente de 2,44% para el escenario de referencia, de -3,1% para un escenario bajo y de 5,02% para un escenario alto. Se tendrá un aumento considerable, al pasar de aproximadamente 5,4 USD/MBTUD en 2013, a 7,4 USD/MBTUD en Agosto de 2030, como escenario de precios medio o de referencia.



Gráfica 12. Proyección de precios en boca de pozo de La Guajira.<sup>58</sup>

<sup>58</sup> Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica. UPME. Febrero de 2012.

Tabla 6. Proyección de precios en boca de pozo La Guajira.<sup>59</sup>

Año	Semestre	Precio Gas Natural (USD/MBTU)		
		Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2012	1	3,99	5,76	7,53
2012	2	3,56	5,58	8,28
2013	1	3,53	5,55	8,22
2013	2	3,31	5,47	8,55
2014	1	3,37	5,55	8,66
2014	2	3,26	5,68	8,94
2015	1	3,32	5,76	9,06
2015	2	3,24	5,82	9,25
2016	1	3,29	5,91	9,37
2016	2	3,21	6,00	9,50
2017	1	3,27	6,08	9,62
2017	2	3,22	6,15	9,77
2018	1	3,27	6,24	9,89
2018	2	3,18	6,31	10,04
2019	1	3,23	6,40	10,16
2019	2	3,13	6,44	10,31

En la actualidad el país tiene suscrito un acuerdo con Venezuela, descrito en el documento denominado “Estudio Sectorial Energía, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo 2005 – 2009, Superintendencia de Servicios Públicos”, para la exportación de gas que hasta el mes de diciembre de 2012, el cual fue prorrogado hasta junio de 2014<sup>60</sup>. Posterior a la finalización del acuerdo, se dará inicio a la importación de este combustible desde Venezuela hacia el país. Con este acuerdo se busca suplir parte del crecimiento proyectado de la demanda de gas para los próximos años por la UPME, debido a que como se estableció anteriormente, se espera que a partir del 2015, Colombia pierda autosuficiencia respecto al cubrimiento de la demanda.

Para enfrentar el problema de la confiabilidad en el suministro del gas en el país a partir de 2015 se tiene como solución la implementación del GNL, el cual es un tipo de gas que se enfría a una temperatura de 161° C hasta el punto que se condensa a un líquido. Esta condensación reduce su volumen hasta 600 veces,

<sup>59</sup> Ibíd.

<sup>60</sup> Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2011. ECOPETROL.

haciendo más fácil y económica su transporte entre países utilizando embarcaciones marítimas. Es así como el GNL hace posible que el gas natural esté disponible para cualquier parte del mundo.

Las etapas del GNL en general son las siguientes:

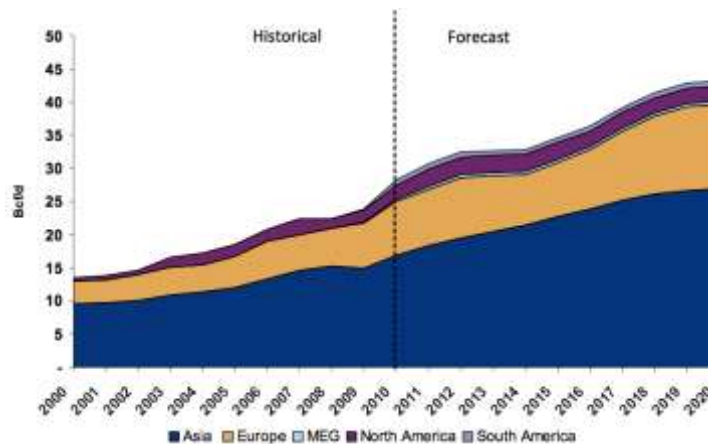
- **Exploración:** es la etapa en la cual se explora en la corteza de la tierra para poder extraer y producir el gas que se le suministra a los usuarios de este combustible. Generalmente se descubre gas natural, mientras se realiza la búsqueda del petróleo.
- **Licuefacción:** en esta etapa se alimenta la planta con el gas proveniente de los campos de explotación, se eliminan los contaminantes que posee este combustible para no averiar el equipo al momento de enfriarlo a la temperatura del GNL.
- **Transporte:** el GNL se transporta en unas embarcaciones especiales que están diseñadas para este fin, las cuales están protegidas contra fugas, goteos o ruptura en caso que se presente un accidente.
- **Almacenamiento y regasificación:** en esta última etapa se almacena el GNL en tanques de almacenamiento y se convierte nuevamente a su fase gaseosa, para ser transportado a su destino final a través del sistema de transporte destinado para este combustible.

Además de ser una gran solución para enfrentar los problemas de abastecimiento de gas que se puedan presentar en el país, se han realizado estudios por parte del grupo Energy Economics Research at the Bureau of Economic Geology en la Universidad de Austin Texas (Estados Unidos) en el año 2003, que demuestran que la utilización del GNL en la generación de energía eléctrica, elimina casi en su

totalidad las emisiones de dióxido de azufre, SO<sub>2</sub>, y las emisiones de dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>, que se puedan presentar.<sup>61</sup>

La utilización del GNL es una fuente competitiva de Gas Natural, debido a que el GNL tiene grandes beneficios económicos frente al uso de los gasoductos tradicionales. Licuar el gas y transportarlo, es más económico que utilizar gasoductos sumergidos para distancias de aproximadamente 1.126 kilómetros o en gasoductos debajo de la tierra de alrededor de 3.540 kilómetros.

El GNL es muy utilizado a nivel mundial en la actualidad para: suplir la demanda no atendida por la oferta interna de gas natural en cada país y exportar gas natural de manera muy competitiva cuando se tiene sobre-oferta. En la gráfica 13, se puede observar la proyección de demanda que se tiene a nivel mundial para el GNL, la cual puede llegar a tener valores de aproximadamente 45 billones de pies cúbicos diarios en el 2020. Cabe resaltar que Asia es el continente que mas demanda este tipo de gas para su uso, casi con un 50% del total.



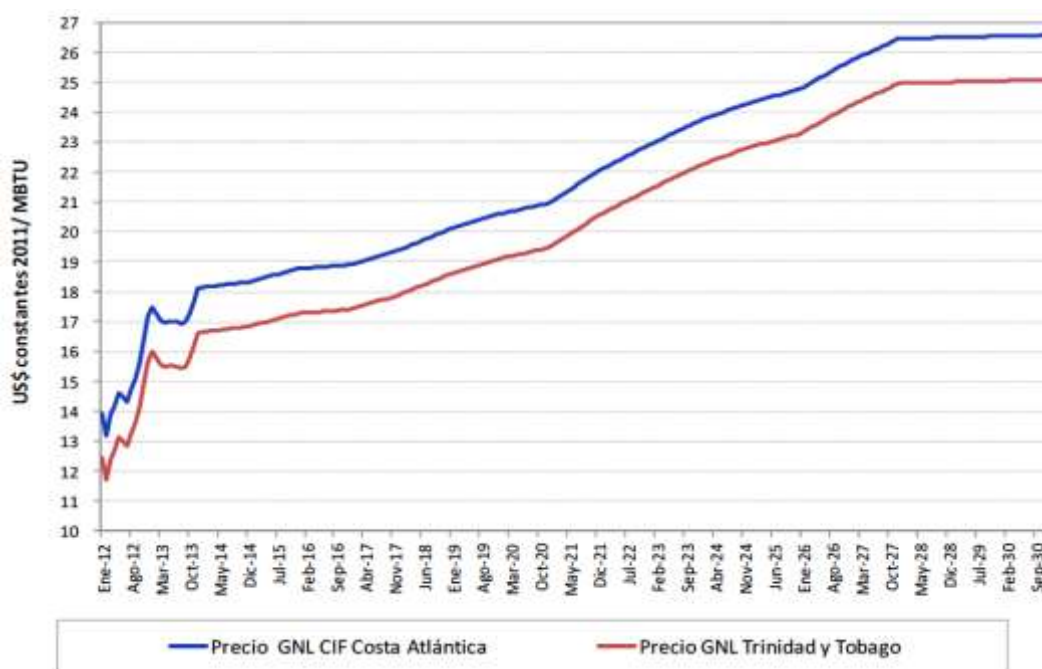
Gráfica 13. Demanda mundial de GNL. <sup>62</sup>

---

<sup>61</sup> Introducción al GNL, descripción general del gas natural licuado (GNL), sus propiedades, la industria de GNL y aspectos de seguridad. Center For Energy Economics. Michelle Michot Foss, PhD. Enero 2003.

Según establece el documento UPME; Proyección de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica, Febrero de 2012, “con los resultados alcanzados y para efectos del ejercicio de planificación se consideró la importación de gas natural vía una planta de regasificación en el Atlántico, ampliándose de esta forma la disponibilidad de gas tanto en la costa como en el interior, lo cual se manifiesta indudablemente en la movilización del gas desde el norte del país hacia la región central.”<sup>63</sup>

La proyección de precios de GNL en la Costa Atlántica se realizó con un costo de transporte de 0,66 USD/MBTU <sup>64</sup> y un costo de regasificación de 0,82 USD/MBTU.<sup>65</sup>



Gráfica 14. Proyección de precio CIF del GNL en La Costa Atlántica.<sup>66</sup>

<sup>62</sup> Disponible en Internet: <<http://www.lngfacts.org/>>

<sup>63</sup> Proyección de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica. UPME. Febrero de 2012. p. 36.

<sup>64</sup> Ibíd.

<sup>65</sup> Ibíd.

Tabla 7. Precio CIF Proyectado del GNL ubicado en La Costa Atlántica.<sup>67</sup>

Año	Semestre	Precio GNL CIF (USD/MBTU)
2015	1	18,11
2015	2	18,51
2016	1	18,81
2016	2	18,87
2017	1	19,03
2017	2	19,28
2018	1	19,58
2018	2	19,92
2019	1	20,22
2019	2	20,48

Por otro lado es importante mencionar que según lo establece la “Global LNG Database” en su publicación “World’s LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals, November 2011”, existen a nivel mundial 30 plantas de licuefacción de GNL en países como: Algeria, Indonesia, Trinidad y Tobago, Egipto, Australia, Malasia, Noruega, Perú, Catar, Estados Unidos, Libia, y Yemen. Además mencionan que se encuentran bajo construcción 8 plantas y se tienen planeadas otras 20 plantas.

Con relación a las plantas de regasificación de GNL, existen a nivel mundial 85 plantas en países como: Italia, México, República Dominicana, Argentina, España, Estados Unidos, Canadá, Japón, India, Reino Unido, Francia, Brasil, Grecia, Taiwán, entre otros. Se encuentran bajo construcción 23 plantas y se tienen planeadas alrededor de 28 plantas en países como Italia, Canadá, China, Japón, Singapur, entre otros.

Por otra parte, es de vital importancia conocer el tipo de tecnologías que emplean las plantas de generación térmica que utilizan el gas como combustible y sus eficiencias promedio, con el objetivo de tener una idea más clara de la situación

---

<sup>66</sup> Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica. UPME. Febrero de 2012.

<sup>67</sup> Ibíd.



actual de las termoeléctricas que participan en el SIN. Actualmente en Colombia, este tipo de plantas manejan las siguientes tecnologías de generación con sus eficiencias promedio.<sup>68</sup> Sus esquemas se ilustran en la figura 5:

**Ciclo Simple:** Este tipo de centrales poseen una turbina a gas mediante la cual aprovechan la energía almacenada dentro del combustible. El proceso termodinámico se basa en un ciclo Brayton. El trabajo mecánico para el funcionamiento del generador, se consigue mediante la energía térmica y cinética de cualquier gas que se encuentre a una alta temperatura y presión. Este tipo de plantas poseen una eficiencia promedio de 33%, equivalente a un Heat Rate teórico de 10.572 BTU/kWh.

**Ciclo Combinado:** Este tipo de centrales son una mejora del ciclo Simple, debido a que se incorpora una turbina a vapor, con el objetivo de aprovechar el contenido calórico al quemar el gas en la turbina a gas y producir vapor en una caldera. Este tipo de plantas tienen una eficiencia promedio de 51%, equivalente a un Heat Rate teórico de 6.849 BTU/kWh.

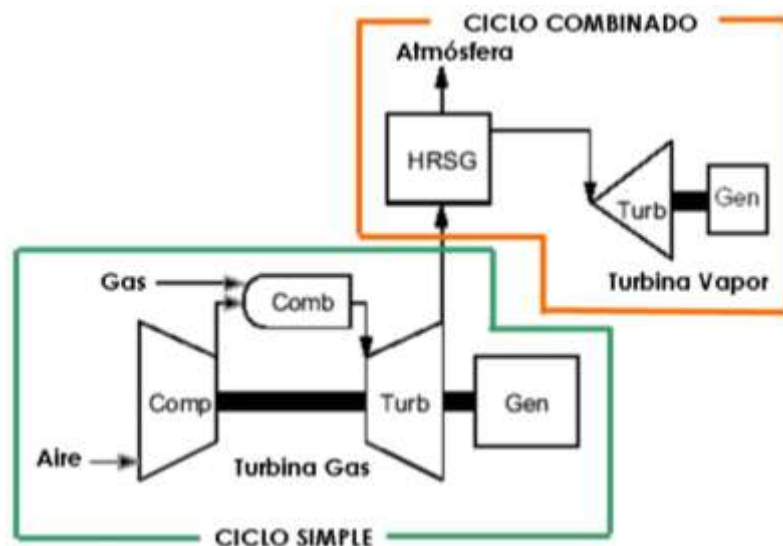


Figura 5. Esquema de ciclo simple y ciclo combinado.<sup>69</sup>

<sup>68</sup> Información suministrada por la empresa Gecelca S.A E.S.P.

## **7.10 Estudio de combustible carbón**

El análisis de esta información se hizo sobre la base de precios, demanda, producción y calidad (poder calorífico) de este combustible en Colombia y de la situación a nivel mundial de las nuevas tecnologías de generación para la utilización eficiente de este combustible.

Colombia es el principal exportador de carbón para la generación térmica en el mundo y ocupa el primer lugar en Latinoamérica de reservas probadas de carbón, las cuales ascendieron a 6.593 millones de toneladas a finales del 2010. El 90% de las reservas totales se encuentran ubicadas en la zona norte país, y el 10% restante en la zona interior.

En los departamentos de La Guajira y Cesar, se encuentran unas reservas aproximadas de 5.540 millones de toneladas, con un potencial de crecimiento de aproximadamente 11.500 millones de toneladas. En esta región se registran las mayores reservas de carbón térmico del país, cuya exportación se facilita por encontrarse en zona costera, los carbones son bituminosos altos en volátiles, de buena calidad desde el punto de vista de su poder calorífico y bajo nivel de azufre.

Con relación a la zona del interior del país, se encuentran los departamentos de Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá, tienen aproximadamente unas reservas probadas de 487 millones de toneladas.

En la Costa Atlántica, la producción de carbón ha tenido un aumento anual del 8% en los últimos diez años. A nivel nacional, la producción de este mineral registró un crecimiento de 38 millones de toneladas en el 2000 a 75 millones de toneladas en el 2010.

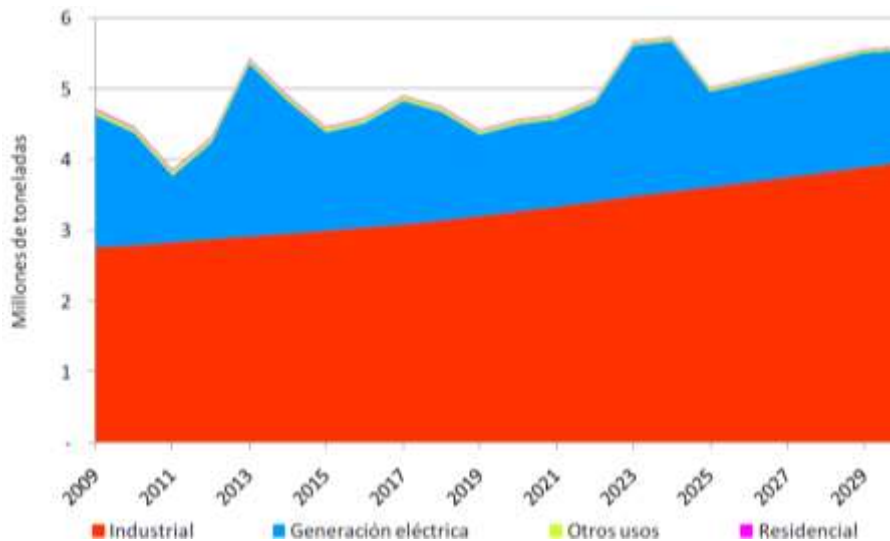
---

<sup>69</sup> Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia. UPME. Abril de 2005.

Tabla 8. Reservas de carbón por región en el país.<sup>70</sup>

Zona o Departamento	Reservas Probadas Millones de Toneladas 2012	Calidad BTU/lb
Guajira	3728,0	11586
Cesar	1814,6	11924
Córdoba	378,5	9280
Antioquia	8,4	10673
Valle	40,7	10761
Cundinamarca	224,9	12151
Boyacá	156,7	12184
Santander	55,4	12494
Norte de Santander	107,2	13068
<b>TOTAL</b>	<b>6514,4</b>	

Es de tener en cuenta que en los documentos analizados en este estudio, se encontró que la demanda de carbón para el sector eléctrico fue de aproximadamente 1,8 millones de toneladas en el 2010, y se proyecta un consumo de aproximadamente 2,2 millones de toneladas en el 2030, como se puede observar en la gráfica 15.



Gráfica 15. Proyección de demanda de carbón en Colombia según sus usos.<sup>71</sup>

<sup>70</sup> Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025. UPME.

<sup>71</sup> Proyección de Demanda de Energía en Colombia. Revisión Octubre de 2010. UPME.

Así mismo se ha proyectado un potencial de producción de este mineral en el país de aproximadamente 144 millones de toneladas para finales del 2019. Los distritos de El Cerrejón, La Loma y La Jagua aportarían cerca de 123,5 millones de toneladas, equivalentes a un 85,7% de la producción total. La tabla 9 contiene detalladamente las proyecciones de producción y la exportación que se realizaría por cada uno de los puertos existentes en el país.

Tabla 9. Vectores de producción y exportación de carbón proyectado al 2019.<sup>72</sup>

<b>Distrito</b>	<b>Producción</b>	<b>Puerto</b>	<b>Exportación</b>
Cerrejón Norte	40,0	Puerto Bolívar	40,0
Cerrejón Sur	2,0	Puerto Brisa	6,0
La Loma	30,0	Drummond	40,0
La Jagua	51,5	Puerto Nuevo	24,0
Sogamoso	5,3	Rio Córdoba	7,0
La Isla	4,2	Barranquilla	17,0
Norte de Santander	5,4	Cartagena	5,0
La Aragua	2,0	Buenaventura	3,1
Centenario	2,0	Golfo Morrosquillo	2,0
Santander	1,0		
Amagá	0,6		
Cauca	0,1		
<b>SUMA</b>	<b>144,1</b>	<b>SUMA</b>	<b>144,1</b>

De igual manera hay que tener como referencia el comportamiento de los precios del carbón mineral, información que es obtenida a través de los datos suministrados por los diferentes agentes productores con el propósito de estimar el precio presente, y para obtener la proyección del precio futuro se toman en cuenta los escenarios estimados en el Energy Outlook 2010, publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos-DOE. La proyección de los precios internacionales del carbón, bajo un escenario bajo, medio y alto, se observan en la tabla 10 a continuación.

---

<sup>72</sup> Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025. UPME.

Tabla 10. Proyección precios Internacionales del Carbón.<sup>73</sup>

Año	Precios Internacionales Carbón (USD/Ton)		
	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2011	64,01	72,37	80,72
2012	63,55	71,86	80,17
2013	63,31	71,60	79,88
2014	63,31	71,60	79,88
2015	62,68	70,93	79,18
2016	62,15	70,37	78,58
2017	62,15	70,37	78,58
2018	62,15	70,37	78,58
2019	62,15	70,37	78,58
2020	62,48	70,71	78,94
2021	62,75	71,00	79,25
2022	62,75	71,00	79,25

Otro de los elementos importantes que se deben tener en cuenta para la toma de decisiones de inversión con respecto a la escogencia de las plantas de generación de energía eléctrica que utilicen carbón, tiene que ver con los niveles de eficiencia que se obtienen en las diferentes plantas de acuerdo a la forma de aprovechamiento de este combustible.

Es así como se pueden lograr aumentos en la cantidad de energía que se puede extraer de las plantas, en lo referente a los beneficios económicos, pero adicionalmente se generan beneficios ambientales como valor agregado.

Desde el punto de vista económico es de entender que con la aplicación de las tecnologías y diseños de plantas con una mejor utilización del combustible carbón, se logrará tener una reducción en los costos de generación de la energía eléctrica asociado al componente combustible.

En Colombia, las plantas termoeléctricas que utilizan el carbón como combustible, emplean las siguientes tecnologías en el proceso de generación<sup>74</sup>:

---

<sup>73</sup> Cadena del carbón. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Año 2012.

**Carbón Pulverizado Temperatura Subcrítica<sup>75</sup>**: esta tecnología es la más utilizada a nivel mundial y la más antigua. Se emplea circulación natural y asistida para el carbón con temperaturas en el sobrecalentador inferiores 500°C y con presiones de hasta 200 bar. Este tipo de plantas manejan una eficiencia promedio de 29,5%. En Colombia las plantas con esta tecnología son las siguientes: Termoguajira (unidades 1 y 2), Termopaipa (unidades 1, 2 y 3) y Termozipa (unidad 2).

**Carbón Pulverizado Temperatura Supercrítica<sup>76</sup>**: se diferencia del carbón pulverizado subcrítico en que se manejan presiones en el sobrecalentador de 270 bar y temperaturas en el sobrecalentador entre 520°C y 580°C. Estas plantas poseen una eficiencia promedio de 37,2%. En Colombia las plantas con esta tecnología son las siguientes: Termopaipa (unidad 1), Termotasajero (unidad 1) y Termozipa (unidades 3, 4 y 5).

El proceso general para el carbón pulverizado se maneja con equipos de transporte, trituración y pulverización del mineral para su introducción en la caldera donde se genera el vapor necesario para que funcione la turbina y el generador eléctrico. En la figura 6 se observa el esquema general para la utilización de la tecnología de carbón pulverizado.

---

<sup>74</sup> La información correspondiente a las eficiencias de las plantas térmicas fue suministrada por la empresa Gecelca S.A E.S.P.

<sup>75</sup> Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia. UPME. Abril de 2005.

<sup>76</sup> Ibíd.

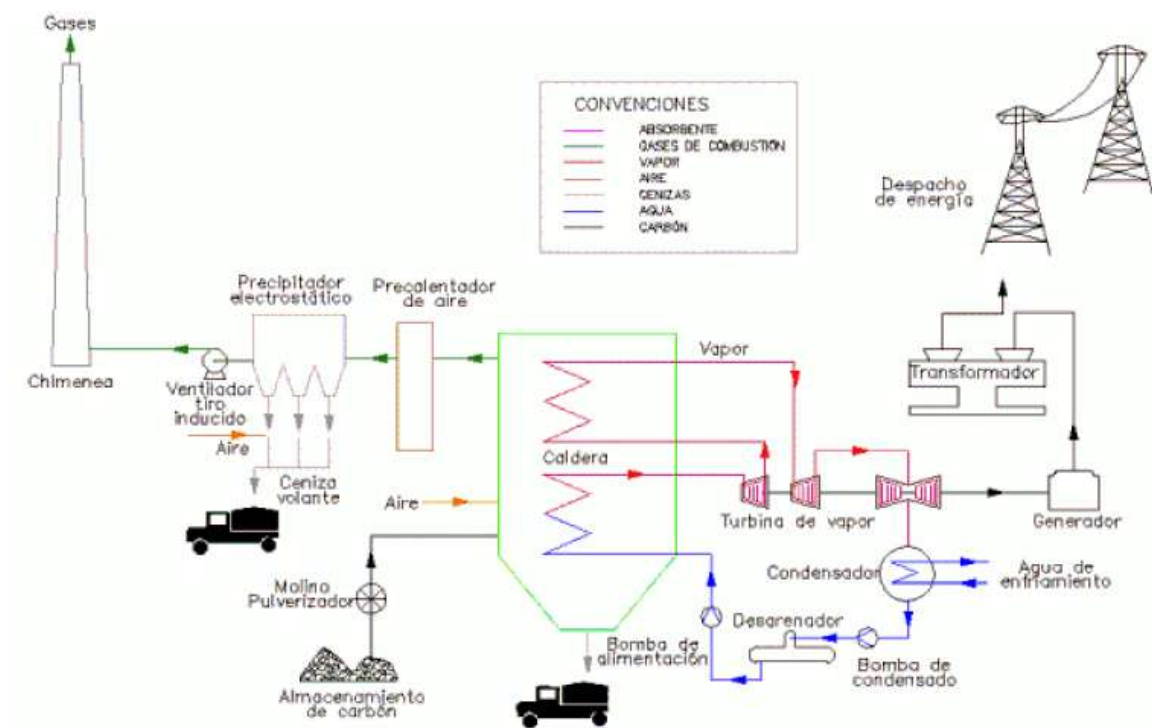


Figura 6. Esquema de la tecnología carbón Pulverizado.<sup>77</sup>

Desde el punto de vista ambiental, y según estudios realizados se ha logrado estimar que el incremento de la eficiencia de una planta en un 1%<sup>78</sup>, puede llegar a representar la reducción de emisión de gases entre un 2% y 3%<sup>79</sup>. La eficiencia promedio de las plantas de carbón en Colombia es del 33%<sup>80</sup>, siendo muy inferior a la eficiencia de las plantas instaladas a nivel mundial con nuevas tecnologías de este mineral que está en promedio alrededor del 45%.<sup>81</sup>

<sup>77</sup> Ibíd.

<sup>78</sup> Ibíd.

<sup>79</sup> Ibíd.

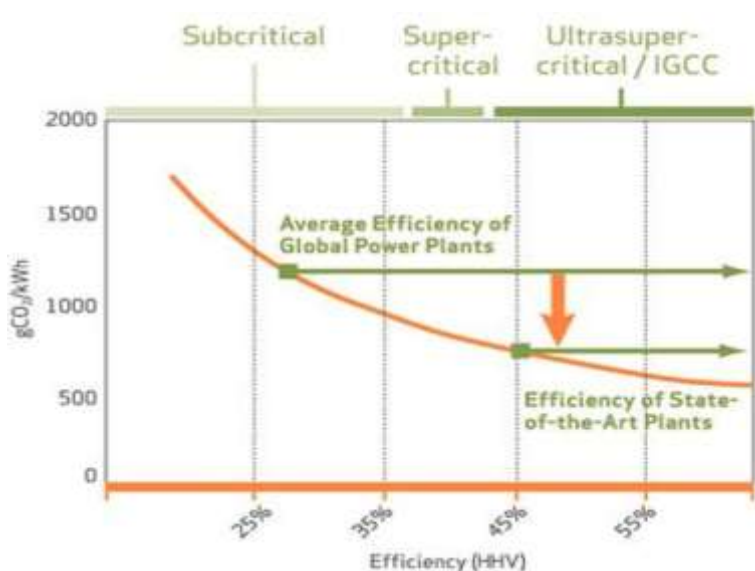
<sup>80</sup> Ibíd.

<sup>81</sup> Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano. Manuel Treviño Coca. Club Español de la Energía.

Por todo lo anterior, se hace necesario conocer aspectos relacionados con las principales tecnologías que se están utilizando alrededor del mundo, dentro de las cuales se encuentran las siguientes:

### **Carbón Pulverizado Temperatura Ultrasupercrítica**

Las plantas nuevas que utilizan esta tecnología operan a temperaturas mayores a 600°C y presiones más altas que en las plantas convencionales (275 bar), reduciendo considerablemente las emisiones de CO<sub>2</sub>. En la gráfica 16, se puede observar la relación de eficiencia vs las emisiones de CO<sub>2</sub> al medio ambiente. Esta nueva tecnología, alcanza una eficiencia promedio de un 46%.<sup>82</sup>



Gráfica 16. Curva eficiencia vs emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>83</sup>

Por otro lado se está utilizando una tecnología denominada: gasificación integrada en ciclo combinado (GICC o IGCC en inglés), la cual tiene como resultado la obtención de gas sintético, mediante la oxidación de parcial con aire, oxígeno o vapor de agua, que se emplea como combustible para la turbina.

<sup>82</sup> Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010-2024. UPME.

<sup>83</sup> Ibíd.



Los gases que se producen de este proceso se recuperan a través de las calderas de vapor. Utilizando esta tecnología se hace más sencilla la eliminación del azufre, la mayoría de los óxidos de nitrógeno, metales pesados y otras partículas que es más difícil en las chimeneas utilizadas en las plantas tradicionales de carbón.

La GICC se puede utilizar de tres formas diferentes, dependiendo del régimen del flujo en el gasificador del carbón:

### **Combustión en Lecho Fijo**

Se introduce el carbón seco por la parte superior del reactor, el cual desciende de manera lenta para reaccionar con los gases que fluyen en dirección opuesta a través del lecho. Al descender el carbón, este experimenta el proceso de gasificación. El gas que se obtiene, tiene una temperatura entre 400-500°C. Este tipo de plantas alcanzan una eficiencia promedio de 45%.<sup>84</sup>

### **Combustión en Lecho Fluidizado**

El carbón se introduce al reactor en un flujo ascendente de gas, en el cual se encuentran suspendidas las partículas del mineral, hasta que se produce el proceso de la gasificación. El reactor opera a temperaturas entre 800-1.050°C y estas centrales tienen una eficiencia promedio de 43%.<sup>85</sup>

### **Combustión en Lecho Arrastrado**

A diferencia de las demás, el carbón y los elementos para la gasificación fluyen a velocidades muy superiores a las otras dos formas de GICC. La temperatura de operación del reactor se encuentre entre 1.200°C y 1.600°C. Estas centrales térmicas alcanzan una eficiencia promedio de 47%.

---

<sup>84</sup> Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano. Manuel Treviño Coca. Club Español de la Energía.

<sup>85</sup> Ibid.

La figura 7 muestra un esquema que explica las tres tecnologías mencionadas empleadas en la gasificación del carbón, las cuales tienen como resultado la obtención de gas sintético que se emplea como combustible para la turbina. Los gases que se producen de este proceso se recuperan a través de las calderas de vapor. Utilizando esta tecnología se hace más sencilla la eliminación del azufre, la mayoría de los óxidos de nitrógeno, metales pesados y otras partículas que es más difícil en las chimeneas utilizadas en las plantas tradicionales de carbón. La figura 8, ilustra un diagrama de bloques para una planta GICC.<sup>86</sup>

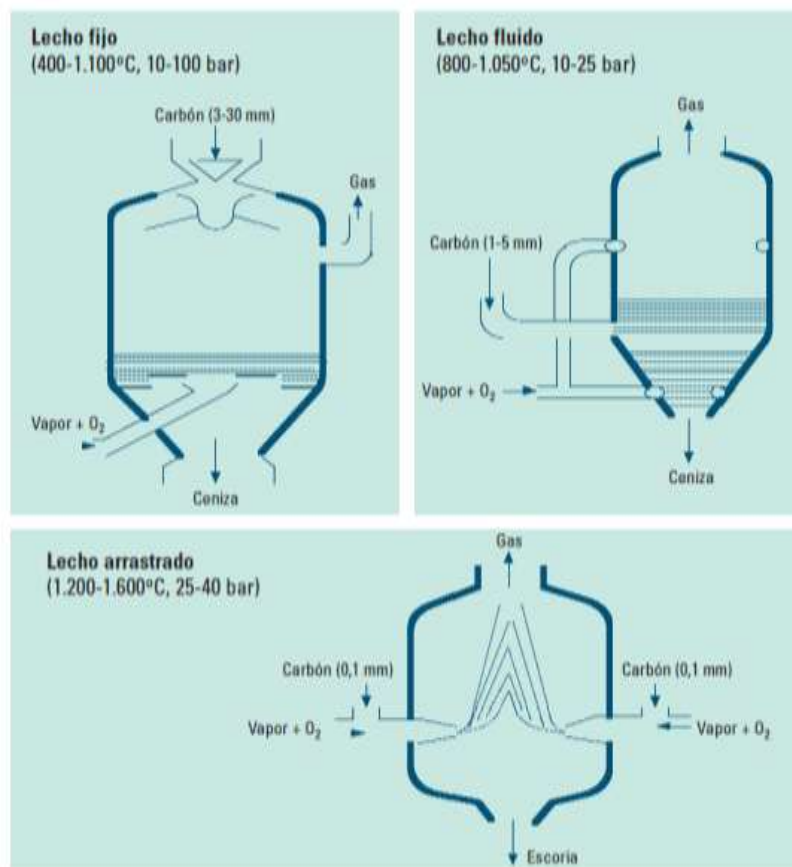


Figura 7. Tipos de lecho en la gasificación del carbón.<sup>87</sup>

<sup>86</sup> Ibid.

<sup>87</sup> Ibid.

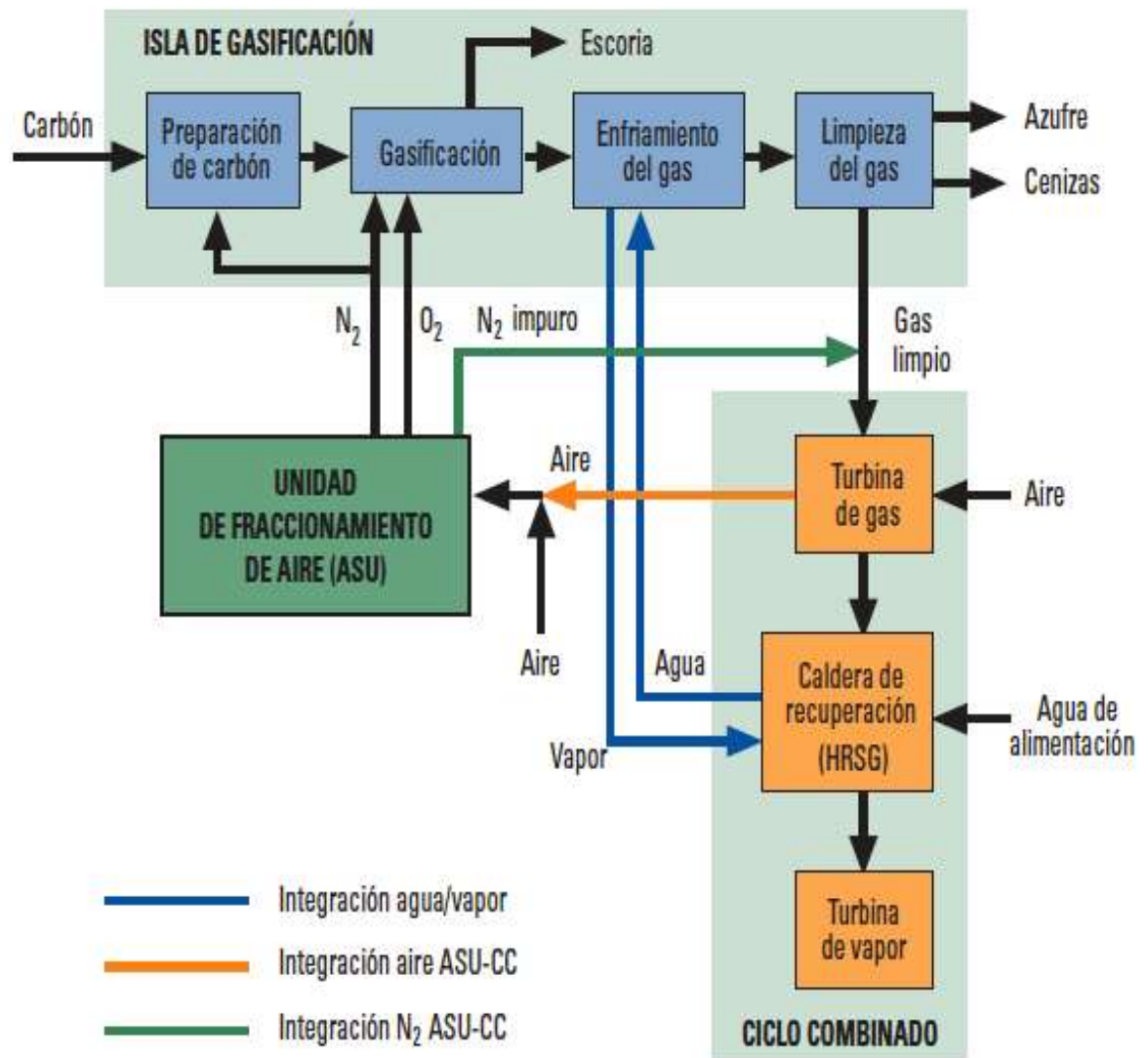


Figura 8. Diagrama de bloques para una central GICC.<sup>88</sup>

En las tablas 11 y 12, se detallan las plantas a nivel mundial que utilizan estas nuevas tecnologías en el proceso de generación de energía eléctrica con plantas térmicas.

<sup>88</sup> Ibid.

Tabla 11. Plantas con tecnologías de gasificación de carbón.<sup>89</sup>

Propietario / Ubicación	Puesta en Marcha	Potencia Neta MW	Tecnología Gasificación
Nuon, Buggenum Holanda	1994	252	Lecho Fijo
Wabash River, Indiana USA	1995	262	Lecho Arrastrado
Tampa Electric, Florida USA	1996	250	Lecho Arrastrado
ELCOGAS, Puertollano España	1997	282,7	Lecho Arrastrado
SUV, Vresova R. Checa	1996	350	Lecho Fijo
Sulcis, Cerdeña Italia	2006	450	Lecho Fijo
Clean Coal Power, Nakoso Japón	2006	250	Lecho Arrastrado

Tabla 12. Plantas con tecnología carbón pulverizado temperaturas ultrasupercríticas.<sup>90</sup>

Propietario / Ubicación	Puesta en Marcha	Potencia Neta MW	Temperatura °C
Nordjyllandsvaerket, Dinamarca	2006	400	600
Torrevaldagia, Italia	2008	1980	620

## 8. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El presente proyecto contiene una investigación comparativa, la cual según Jacqueline Hurtado de Barrera (2006) “se realizan con dos o más grupos, y su objetivo es comparar el comportamiento de uno o más eventos en los grupos

<sup>89</sup> Calpine Fuels Diversity Initiative: Integrated Gasification Combined Cycle Power Plants.

<sup>90</sup> Generación Termoeléctrica. Seminario sobre Energía. José Miguel González Santoló. Instituto de Investigaciones Eléctricas. 5 de agosto de 2009.

observados.”<sup>91</sup> Está fundamentada en un enfoque cualitativo, con una dimensión transversal, utilizando elementos de corte cuantitativo para la obtención de los resultados de las variables que se analizarán, las cuales no son manipulables, se observarán y se describirán tal como se presentan en su ambiente natural.

“Las hipótesis no se plantean en niveles anteriores al explicativo, es decir que no tiene sentido plantear hipótesis en investigaciones descriptivas, ni comparativas, ni analíticas.”<sup>92</sup>

A partir del método deductivo, los resultados que se obtengan se analizarán para extraer conclusiones de un caso particular.

Según Hernández, Fernández, Batista (2003) “las investigaciones de corte cualitativo se basan en el análisis subjetivo e individual, haciéndolas investigaciones comparativas, descriptivas y referidas a lo particular. Se trata de identificar la naturaleza profunda de las realidades y su sistema de relaciones.”<sup>93</sup>

Para el desarrollo de la presenta investigación se utilizó la metodología que se muestra en el siguiente diagrama de flujo:

---

<sup>91</sup> Hurtado de Barrera Jacqueline. El proyecto de investigación. Metodología de la Investigación Holística. Bogotá; Editorial Quirón. 2006. pág. 108.

<sup>92</sup> Ibíd., pág 139.

<sup>93</sup> Hernández Sampieri; Roberto; Fernández; Carlos; Baptista; Pilar. Metodología de Investigación. Bogotá; Editorial McGraw Hill.2003. pág. 114.

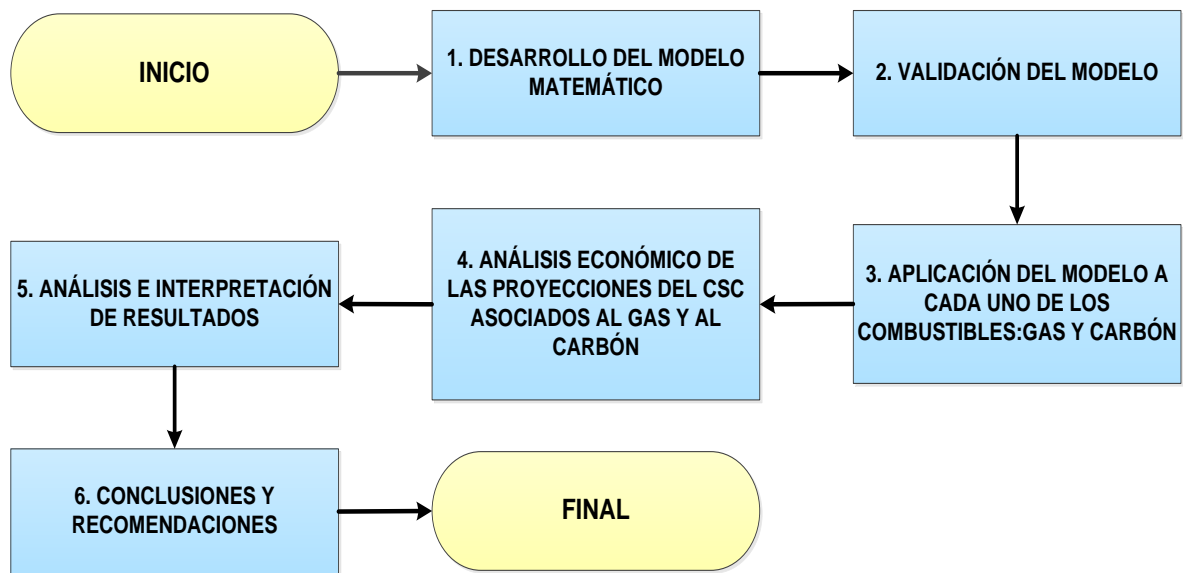


Figura 9. Diagrama de flujo de la metodología de la investigación.

### 8.1 Metodología para el desarrollo del modelo de cálculo de los CSC

La metodología utilizada para el desarrollo del modelo que sirve de base para el cálculo de los CSC, partió de la adaptación de un modelo utilizado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile en un Proyecto de Investigación denominado: “Estudio de factibilidad del Cofiring para la Central Guacolda II” en el año 2010. Este proyecto tenía como propósito considerar la inclusión del Cofiring en la matriz energética de dicho país.

Una vez se tuvo el modelo, se realizaron entrevistas a diferentes ingenieros del sector eléctrico en Colombia con el propósito de obtener sus opiniones y aportes que sirvieran de base para la validación del mismo.

El modelo desarrollado para este trabajo se aplica entonces a las dos fuentes de recursos de estudio, es decir, carbón y gas, arrojando dos (2) fórmulas diferentes debido a que las variables utilizadas son particulares para cada una de estas fuentes.

Lo anterior se puede apreciar en el Diagrama de Flujo de Procesos que se muestra a continuación:

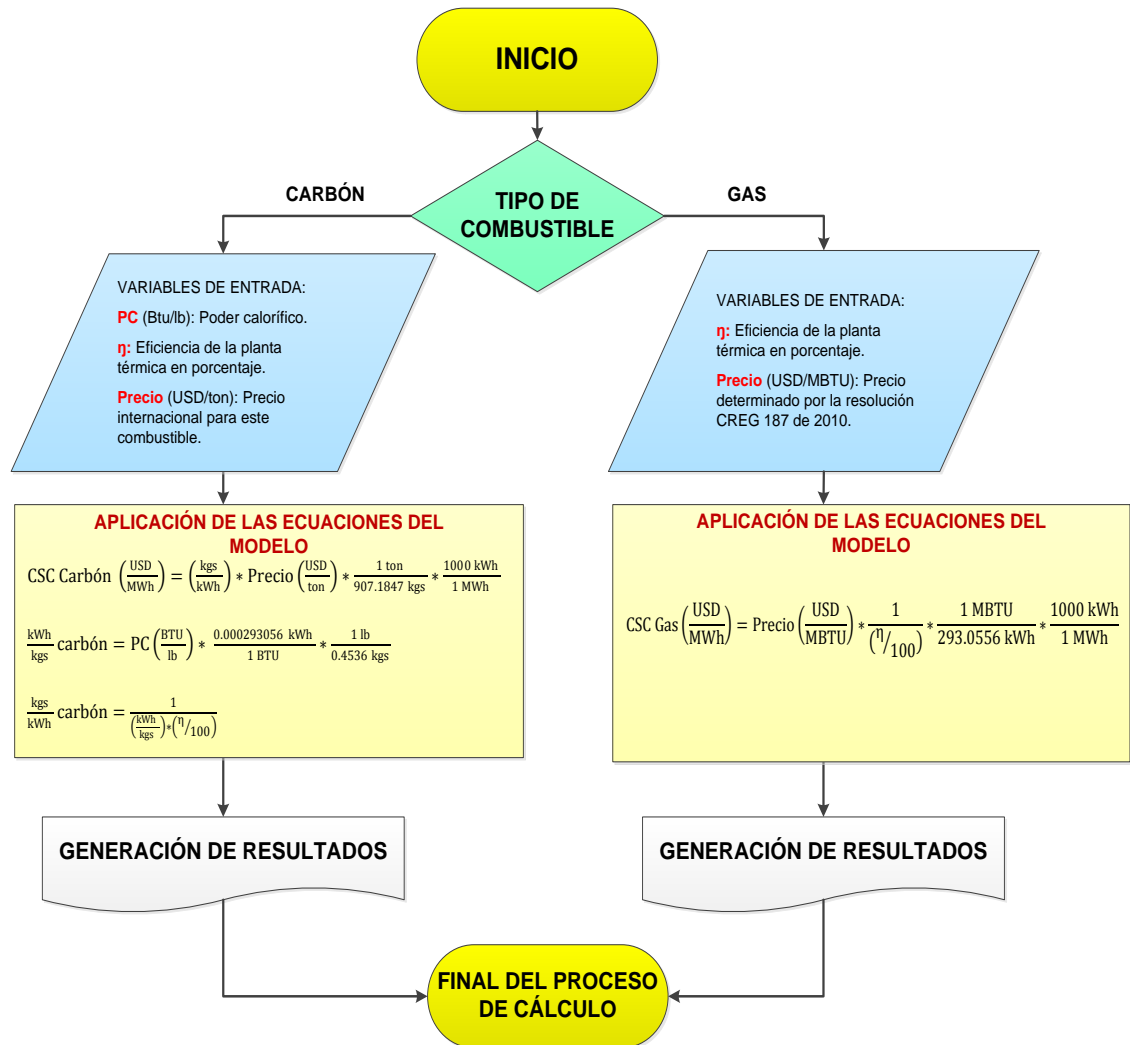


Figura 10. Diagrama de flujo de aplicación del modelo. (Precios internacionales del carbón fueron tomados de: “Cadena del carbón. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Año 2012.”)

A continuación se explica el proceso:

### CSC asociado al carbón:

Las variables de entrada son las siguientes:

- **PC** (Btu/lb): Poder calorífico, representa la energía de combustión del carbono e hidrógeno y del azufre. Es el parámetro más importante en la definición de los contratos de compraventa de carbones térmicos.<sup>94</sup>
- $\eta$ : Eficiencia de la planta térmica en porcentaje.
- **Precio** (USD/ton): Precio internacional para este combustible.<sup>95</sup>

La variable de salida se muestra a continuación:

- **CSC Carbón** (USD/MWh): Es el costo variable asociado al combustible carbón de producir un (1) MWh.

Por lo cual, el modelo para el combustible carbón es el siguiente:

$$\frac{\text{kWh}}{\text{kgs}} \text{carbón} = \text{PC} \left( \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \right) * \frac{0.000293056 \text{ kWh}}{1 \text{ BTU}} * \frac{1 \text{ lb}}{0.4536 \text{ kgs}} \quad (3)$$

$$\frac{\text{kgs}}{\text{kWh}} \text{carbón} = \frac{1}{\left( \frac{\text{kWh}}{\text{kgs}} \right) * \left( \eta / 100 \right)} \quad (4)$$

$$\text{CSC Carbón} \left( \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) = \left( \frac{\text{kgs}}{\text{kWh}} \right) * \text{Precio} \left( \frac{\text{USD}}{\text{ton}} \right) * \frac{1 \text{ ton}}{907.1847 \text{ kgs}} * \frac{1000 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} \quad (5)$$

---

<sup>94</sup> Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2012-2024. UPME. p. 48.

<sup>95</sup> Cadena del carbón. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Año 2012.



### CSC asociado al gas:

Las variables de entrada son las siguientes:

- $\eta$ : Eficiencia de la planta térmica en porcentaje.
- **Precio** (USD/MBTU): Precio determinado por la resolución CREG 187 de 2010.

La variable de salida se muestra a continuación:

- **CSC Gas** (USD/MWh): Es el costo variable asociado al combustible gas de producir un (1) MWh.

Por lo tanto, el modelo para el combustible gas es el siguiente:

$$\text{CSC Gas} \left( \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) = \text{Precio} \left( \frac{\text{USD}}{\text{MBTU}} \right) * \frac{1}{\left( \frac{\eta}{100} \right)} * \frac{1 \text{ MBTU}}{293.0556 \text{ kWh}} * \frac{1000 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} \quad (6)$$

## 8.2 Validación del modelo desarrollado para el cálculo del CSC

Con el objetivo de evaluar la confiabilidad del modelo desarrollado para la proyección de los CSC, se emplearon datos históricos de los años 2007-2011 de dos plantas de generación térmica en el país, una a base de gas natural y otra a carbón. Los datos fueron suministrados por una empresa de generación del sector eléctrico en Colombia.

Es necesario aclarar que los datos suministrados no son diarios, debido a que el CSC hace parte del precio de oferta de las plantas térmicas para participar en la bolsa de energía. Las plantas están sujetas al despacho económico que realice el CND el día anterior, para establecer las plantas que van a operar en cada franja horaria durante el día siguiente.

Se realizó una comparación entre los datos reales y los calculados con el modelo, para estimar el error máximo y mínimo obtenido. Se parte de la siguiente

hipótesis: “Error relativo del  $\pm 5\%$  para el CSC de cada combustible en estudio”, con el propósito de considerar válido el modelo desarrollado. En el anexo 1 se encuentran las tablas obtenidas durante este desarrollo.

Cabe recordar la definición de error relativo y absoluto:

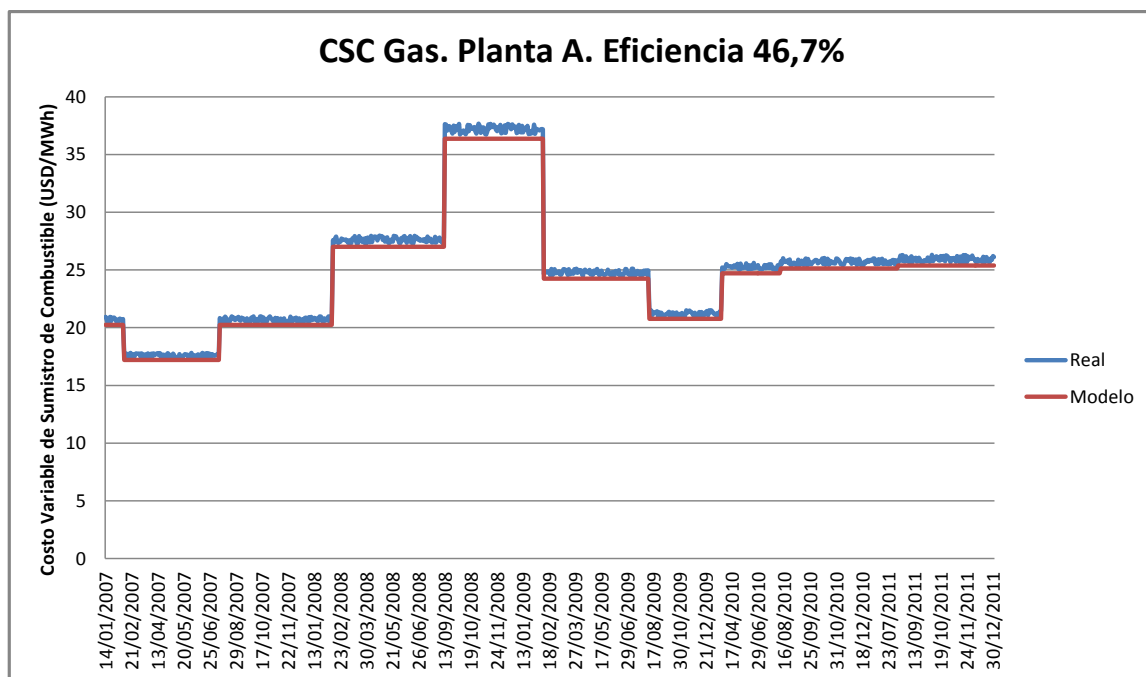
**“Error absoluto.** Es la diferencia entre el valor de la medida y el valor tomado como exacto. Puede ser positivo o negativo, según si la medida es superior al valor real o inferior (la resta sale positiva o negativa). Tiene unidades, las mismas que las de la medida.

**Error relativo.** Es el cociente (la división) entre el error absoluto y el valor exacto. Si se multiplica por 100 se obtiene el tanto por ciento (%) de error. Al igual que el error absoluto puede ser positivo o negativo (según lo sea el error absoluto) porque puede ser por exceso o por defecto. No tiene unidades.”<sup>96</sup>

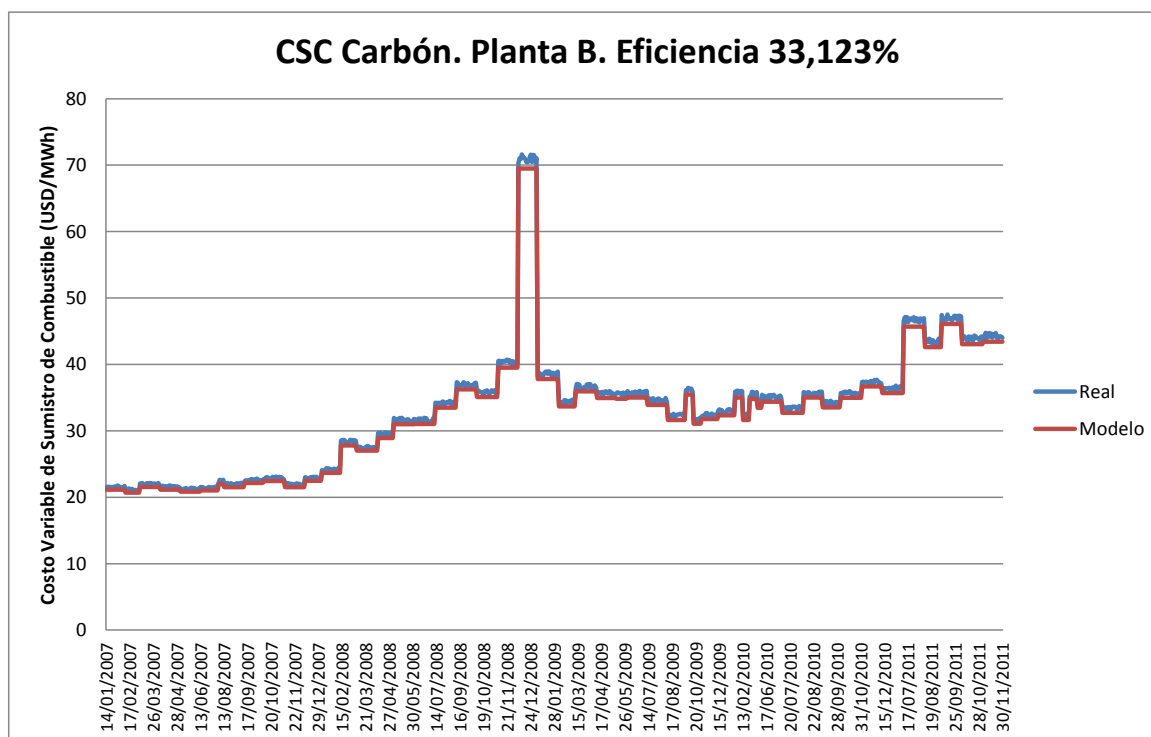
La gráficas 17 y 18 contienen los valores reales y calculados para los CSC asociados al gas natural y al carbón en el periodo 2007 – 2011. Las plantas térmicas tienen una eficiencia del 46,7% y 33,13%, respectivamente. El carbón utilizado para la validación tiene un poder calorífico de 11.586 BTU/lb.

---

<sup>96</sup> Introducción a las mediciones. Laboratorio de Física. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá, 2012.



Gráfica 17. CSC Gas.



Gráfica 18. CSC Carbón.

Los errores relativos mínimos y máximos obtenidos en el proceso de validación fueron de -3,6% y -1% para el gas y de -3,1% y -1% para el carbón, calificando exitoso el proceso de validación del modelo desarrollado.

Las tablas 13 y 14 contienen un análisis estadístico del error relativo obtenido en la validación del modelo desarrollado para ambos combustibles. Se puede concluir que la confiabilidad de los datos que se obtengan en la proyección de los CSC de los combustibles gas y carbón en el periodo 2012-2017 será del 96,4% y del 96,9% respectivamente.

El error relativo obtenido en la validación es consecuencia de la variabilidad que tiene la eficiencia de una planta en su operación en tiempo real, debido a que el valor teórico que se tiene de este parámetro no se mantiene constante durante la operación de la misma. Los errores relativos obtenidos siempre fueron negativos debido a que el factor de carga de la planta en la operación real no es del 100%, ocasionando que la eficiencia disminuya durante este proceso y el CSC calculado sea menor que el teórico, es decir que la planta en la operación diaria tiene una menor eficiencia. Un error positivo significaría un factor de carga mayor al 100%, siendo esto infactible técnicamente.

Tabla 13. Estudio Estadístico del error del CSC del gas.

<b>Estudio Estadístico Error CSC Gas</b>	
<b>Máximo</b>	-1,0%
<b>Mínimo</b>	-3,6%
<b>Promedio</b>	-2,3%
<b>Des.Est</b>	0,0077

Tabla 14. Estudio Estadístico del error del CSC del carbón.

Estudio Estadístico Error CSC Carbón	
<b>Máximo</b>	-1,0%
<b>Mínimo</b>	-3,1%
<b>Promedio</b>	-2,05%
<b>Des. Est.</b>	0,0061

### 8.3 Metodología para la aplicación del modelo y el desarrollo de la investigación del comportamiento de los CSC.

Una vez definido y validado el modelo de cálculo de los CSC, se procedió a su aplicación en cada uno de los combustibles, gas y carbón, desarrollando el procedimiento que se describe a continuación:

#### 8.3.1 Comportamiento del CSC asociado al carbón.

1. Se determinó el horizonte de tiempo para el cual se deseaba realizar el cálculo de CSC asociado al combustible carbón, el cual fue en el periodo 2012 – 2017.
2. En cuanto a la primera variable asociada al modelo, Poder Calorífico (BTU/lb), se escogieron los tipos de carbón que se tienen en los departamentos de La Guajira y Cesar, debido a que en estos lugares geográficos se encuentran las mayores reservas de este mineral en el país.
3. Con respecto a la variable de entrada, Eficiencia ( $\eta$ ), se decidió utilizar los dos tipos de plantas (Tecnologías) existentes en el país, las cuales son: 1) Carbón Pulverizado a Temperatura (CPT) Subcrítica; 2) CPT Supercrítica y los cuatro (4) tipos de tecnologías adicionales que se encuentran a nivel mundial, las cuales son: 1) CPT Ultra Supercrítica; 2) Gasificación Integrada Ciclo Combinado (GICC) Lecho Fijo; 3) GICC Lecho Fluidizado; 4) GICC Lecho Arrastrado. Cada una de estas tecnologías se encuentra asociada a una eficiencia ( $\eta$ ) característica.

4. En cuanto a la variable precios, se involucraron al proceso de cálculo las proyecciones anuales de los precios internacionales de este combustible establecidas por la UPME para el periodo analizado.
5. Se aplica el modelo en la parte pertinente al carbón de acuerdo a lo descrito en la sección 8.1, obteniendo con esto los CSC asociados a este combustible en el horizonte de tiempo establecido.
6. Obtenidos los resultados, se procedió a aplicar a cada una de las tecnologías, las herramientas de evaluación económica de proyectos, específicamente, el Valor Presente Neto, VPN, con una tasa de descuento del 12% anual establecida por el DNP.
7. Se realizó el correspondiente análisis e interpretación de estos resultados para poder expresar las conclusiones más adecuadas en este trabajo investigativo cuyo propósito era determinar el comportamiento de los CSC para la generación de energía eléctrica con carbón en Colombia.

### **8.3.2 Comportamiento del CSC asociado al Gas.**

1. Se determinó el horizonte de tiempo para el cual se deseaba realizar el cálculo de CSC asociado al combustible gas, el cual fue en el periodo 2012 – 2017.
2. Con respecto a la variable de entrada, Eficiencia ( $\eta$ ), se decidió utilizar los dos tipos de plantas (Tecnologías) existentes en el país, las cuales son: 1) Ciclo Simple; 2) Ciclo Combinado. Cada una de estas tecnologías se encuentra asociada a una eficiencia ( $\eta$ ) característica.
3. En cuanto a la variable precios, se involucraron al proceso de cálculo las proyecciones semestrales de los precios de este combustible establecidas por la UPME para el periodo analizado.

Para efectos de aclaración, se debe tener en cuenta que los precios involucrados corresponden al combustible Gas Natural que se produce en el país y para efectos del combustible GNL las proyecciones inician en el año 2015 debido a que según la UPME, es en ese periodo en el cual el país tiene proyectado su importación.

4. Se aplica el Modelo en la parte pertinente al gas de acuerdo a lo descrito en la sección 8.1, obteniendo con esto los CSC asociados a este combustible en el horizonte de tiempo establecido.
5. Obtenidos los resultados, se procedió a aplicar a cada una de las tecnologías, las herramientas de evaluación económica de proyectos, específicamente, el Valor Presente Neto, VPN, con una tasa de descuento del 12% anual establecida por el DNP.
6. Se realizó el correspondiente análisis e interpretación de estos resultados para poder expresar las conclusiones mas adecuadas en este trabajo investigativo cuyo propósito era determinar el comportamiento de los CSC para la Generación de Energía Eléctrica con gas en Colombia.

## **9. RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS.**

A continuación se describen los resultados que se obtuvieron en la investigación, después de aplicar la metodología desarrollada en la sección anterior, para cada uno de los combustibles, gas y carbón.

### **9.1 Comportamiento de los CSC asociados al carbón**

Para los efectos de cálculos en este combustible se utilizaron los siguientes datos:

- **Carbones escogidos:** Los provenientes de la zona norte del país, de los departamentos de La Guajira y del Cesar.

- **Poder Calórico:** El carbón de la Guajira tiene un PC de 11.586 BTU/lb y el carbón del Cesar tiene un PC de 11.924 BTU/lb.
- **Precios Internacionales:** Se muestran en la tabla 15 a continuación, la cual contiene la proyección de los precios internacionales para el carbón para tres escenarios: 1) Escenario bajo, 2) Escenario medio y 3) Escenario alto, expresados todos en dólares americanos por tonelada (USD/Ton). Estas proyecciones son tomadas de los estudios realizados por la UPME para el periodo en estudio 2012-2017.

Tabla 15. Precios Internacionales del carbón para el periodo de estudio.<sup>97</sup>

Precios Internacionales Carbón (USD/Ton)			
Año	Escenario Precio Carbón		
	Bajo	Medio	Alto
2012	63,55	71,86	80,17
2013	63,31	71,6	79,88
2014	63,31	71,6	79,88
2015	62,68	70,93	79,18
2016	62,15	70,37	78,58
2017	62,15	70,37	78,58

- **Eficiencia  $\eta$ :** Se utilizaron las siguientes eficiencias para cada una de las siguientes tecnologías de plantas térmicas:
  1. Carbón pulverizado a temperatura (C.P.T) subcrítica: 29,5%
  2. C.P.T supercrítica: 37,2%
  3. C.P.T ultrasupercrítica: 46%
  4. Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) en Lecho Fijo: 45%

---

<sup>97</sup> Cadena del carbón. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Año 2012.



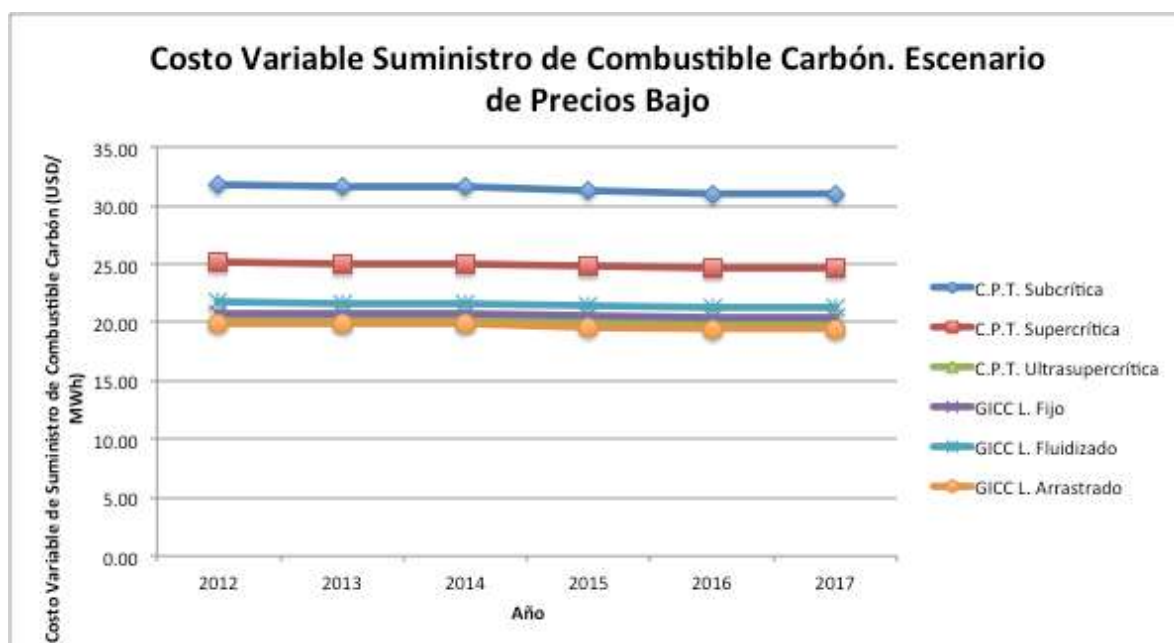
5. GICC en Lecho Fluidizado: 43%

6. GICC en Lecho Arrastrado: 47%

### 9.1.1 Escenario de Precios Bajo Carbón La Guajira

Tabla 16. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo.

Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Bajo (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	31,72	25,16	20,34	20,80	21,76	19,91
2013	31,60	25,06	20,27	20,72	21,68	19,84
2014	31,60	25,06	20,27	20,72	21,68	19,84
2015	31,29	24,81	20,07	20,51	21,47	19,64
2016	31,03	24,60	19,90	20,34	21,28	19,47
2017	31,03	24,60	19,90	20,34	21,28	19,47

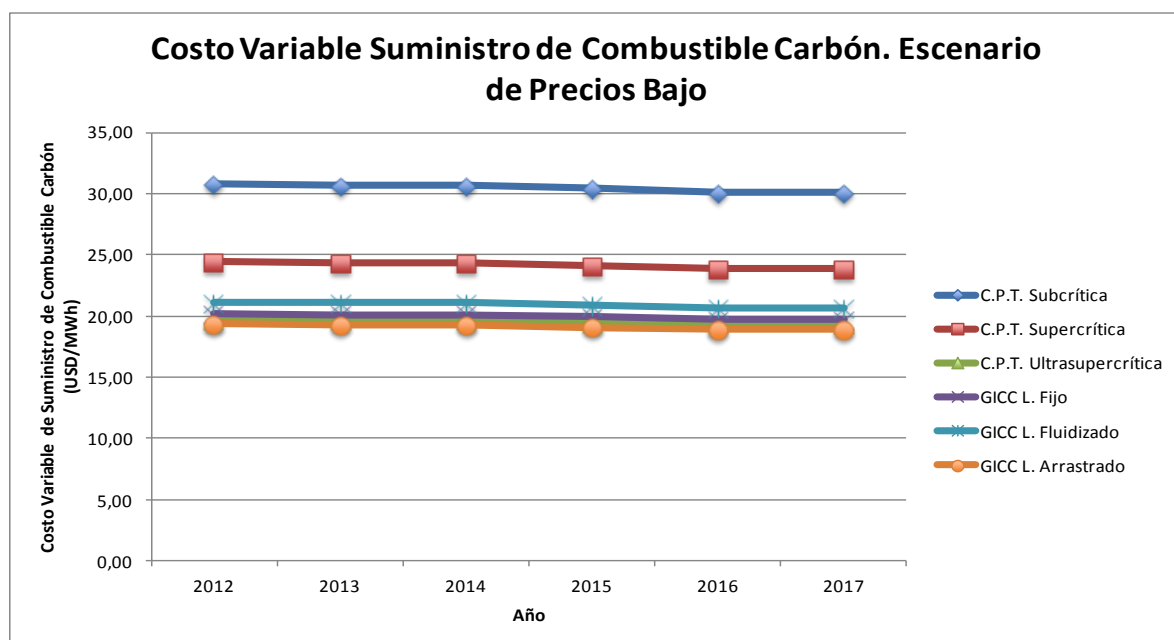


Gráfica 19. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo.

### 9.1.2 Escenario de Precios Bajo Carbón del Cesar

Tabla 17. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo.

Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Bajo (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	30,82	24,44	19,77	20,21	21,15	19,35
2013	30,71	24,35	19,69	20,13	21,07	19,27
2014	30,71	24,35	19,69	20,13	21,07	19,27
2015	30,40	24,11	19,50	19,93	20,86	19,08
2016	30,15	23,91	19,33	19,76	20,68	18,92
2017	30,15	23,91	19,33	19,76	20,68	18,92

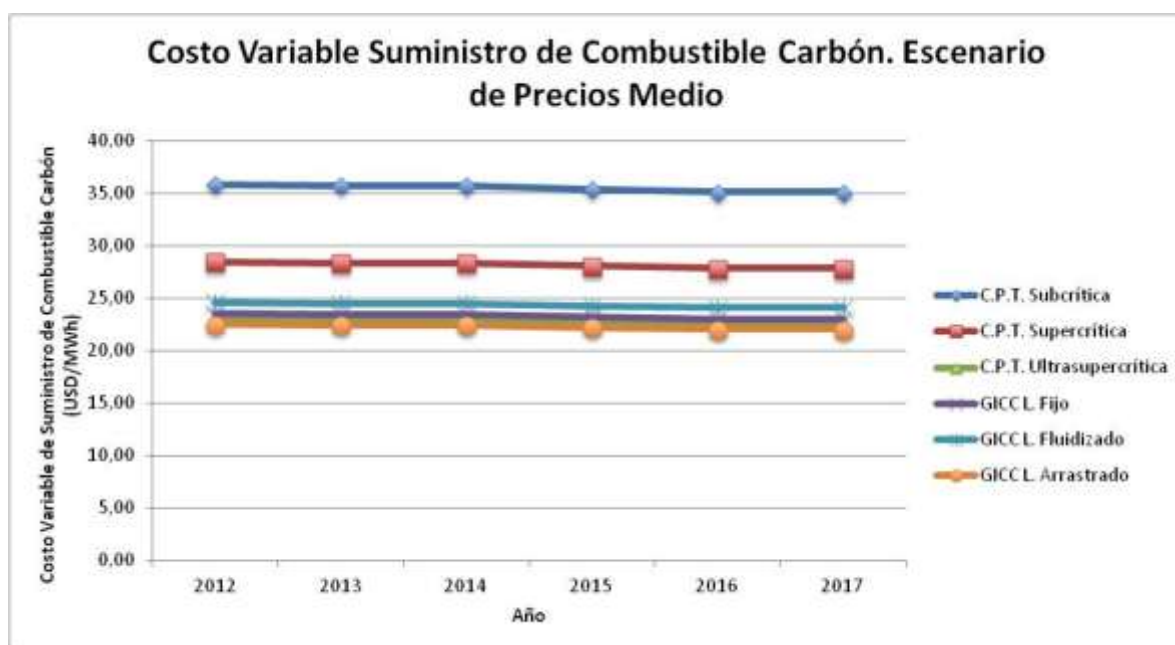


Gráfica 20. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios bajo.

### 9.1.3 Escenario de Precios Medio Carbón La Guajira

Tabla 18. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio.

Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Medio (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	35,87	28,45	23,01	23,52	24,61	22,52
2013	35,74	28,34	22,92	23,43	24,52	22,43
2014	35,74	28,34	22,92	23,43	24,52	22,43
2015	35,41	28,08	22,71	23,21	24,29	22,22
2016	35,13	27,86	22,53	23,03	24,10	22,05
2017	35,13	27,86	22,53	23,03	24,10	22,05

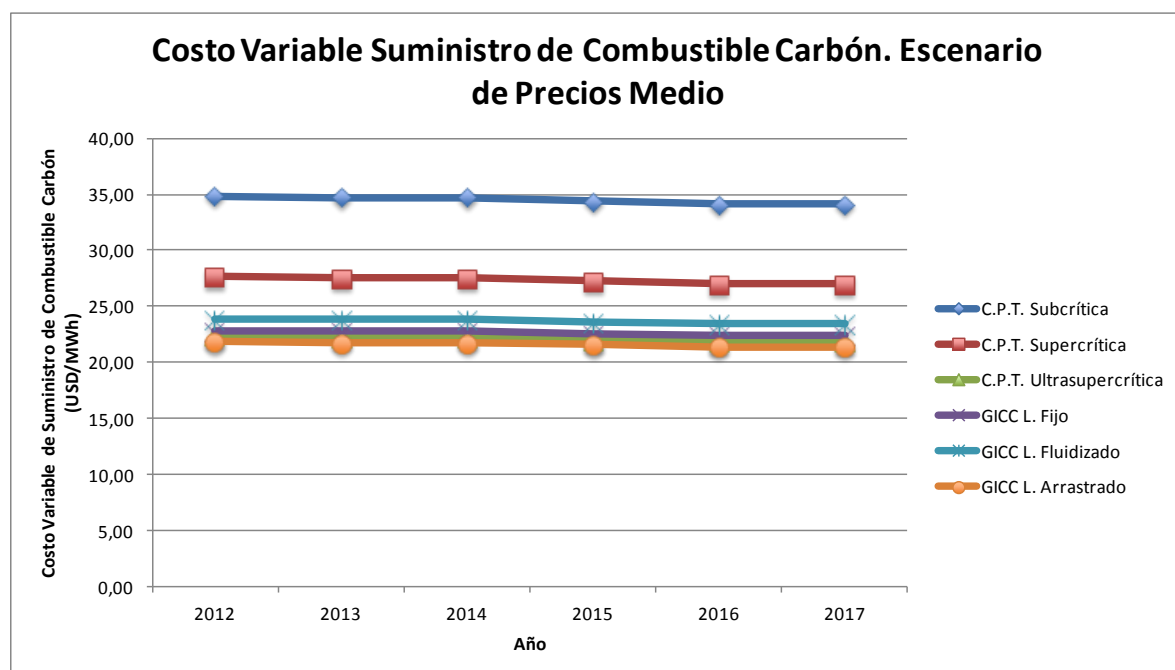


Gráfica 21. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio.

### 9.1.4 Escenario de Precios Medio Carbón del Cesar

Tabla 19. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio.

Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Medio (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	34,86	27,64	22,35	22,85	23,91	21,88
2013	34,73	27,54	22,27	22,77	23,83	21,80
2014	34,73	27,54	22,27	22,77	23,83	21,80
2015	34,40	27,28	22,06	22,55	23,60	21,59
2016	34,13	27,07	21,89	22,38	23,42	21,42
2017	34,13	27,07	21,89	22,38	23,42	21,42

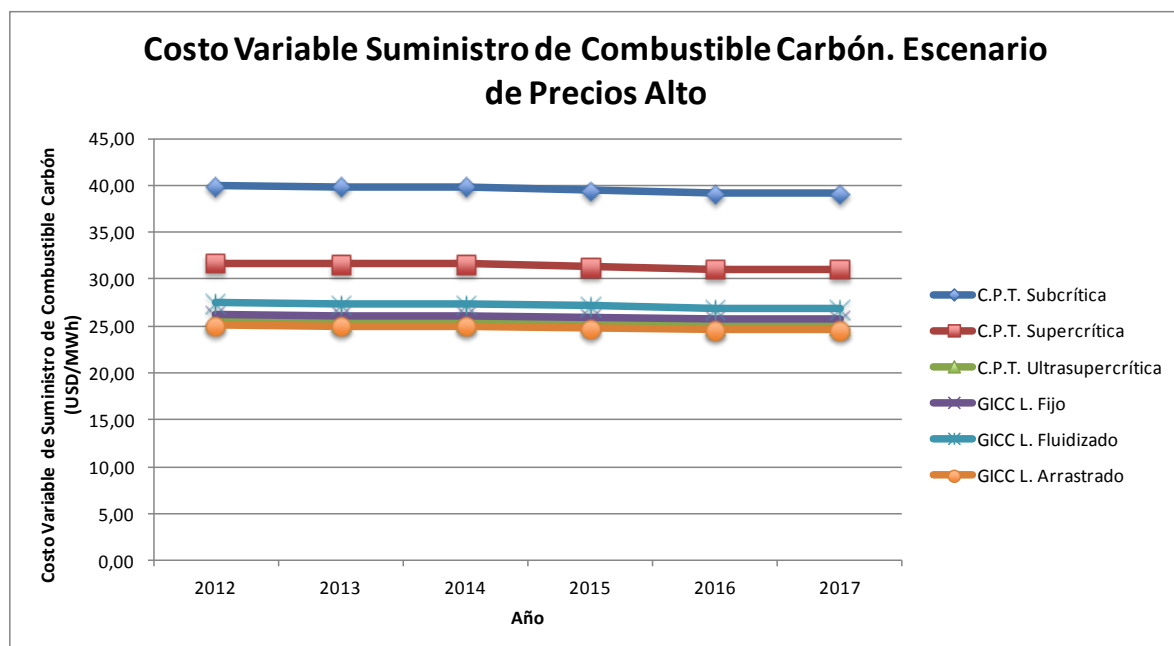


Gráfica 22. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios medio.

### 9.1.5 Escenario de Precios Alto Carbón La Guajira

Tabla 20. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto.

Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Alto (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	40,02	31,74	25,67	26,24	27,46	25,12
2013	39,88	31,62	25,57	26,14	27,36	25,03
2014	39,88	31,62	25,57	26,14	27,36	25,03
2015	39,53	31,34	25,35	25,91	27,12	24,81
2016	39,23	31,11	25,16	25,72	26,91	24,62
2017	39,23	31,11	25,16	25,72	26,91	24,62

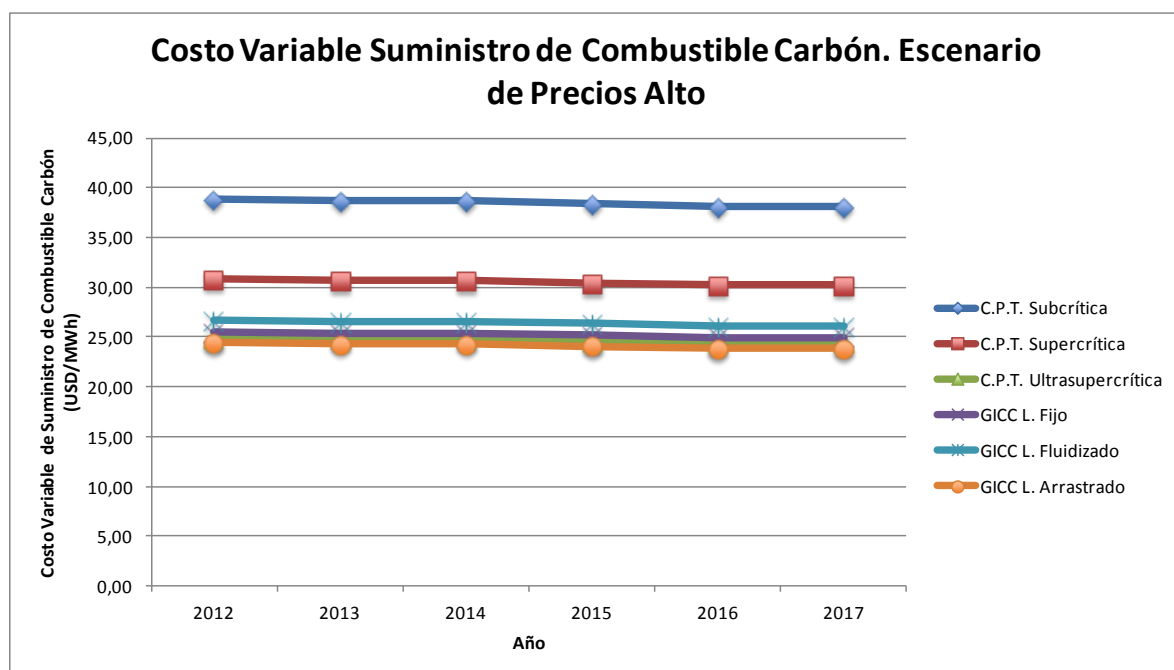


Gráfica 23. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto.

### 9.1.6 Escenario de Precios Alto Carbón del Cesar

Tabla 21. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto

Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Alto (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	38,89	30,84	24,94	25,49	26,68	24,41
2013	38,75	30,73	24,85	25,40	26,58	24,32
2014	38,75	30,73	24,85	25,40	26,58	24,32
2015	38,41	30,46	24,63	25,18	26,35	24,11
2016	38,11	30,23	24,44	24,99	26,15	23,92
2017	38,11	30,23	24,44	24,99	26,15	23,92



Gráfica 24. Proyección CSC asociados al carbón escenario de precios alto

## 9.2 Análisis económico de la proyección del CSC asociado al carbón

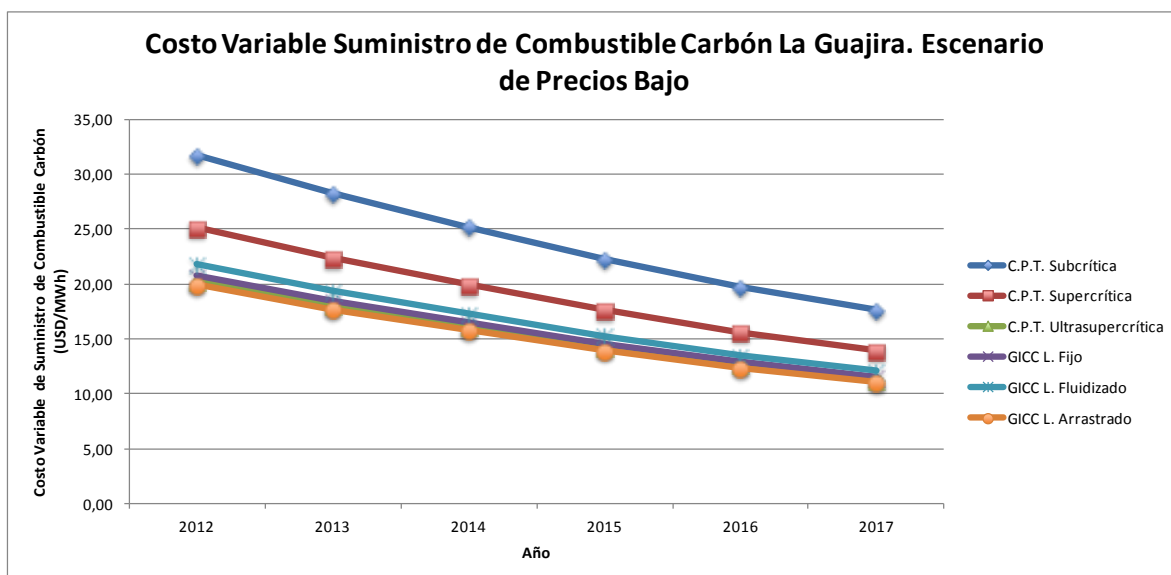
En esta sección se realizó un análisis económico de la proyección del CSC asociado a los carbones de los departamentos de La Guajira y del Cesar con una tasa de descuento del 12% anual (establecida por el DNP para el año 2012). Se utilizó la herramienta financiera para cada escenario de precio de la Sumatoria del Valor Presente ( $\Sigma VP$ ) o Valor Presente Neto (VPN) de cada uno de los CSC de cada tecnología de las plantas térmicas a carbón. Esto nos indica el precio total del CSC asociado al carbón a valor presente (2012) durante el periodo de estudio para cada una de ellas.

Esta herramienta financiera, nos permitió responder la siguiente pregunta: ¿Cuál es el costo de oportunidad para el país en relación al CSC asociado al carbón sino incorpora las nuevas tecnologías de las plantas térmicas a carbón?

### 9.2.1 Escenario de Precios Bajo

Tabla 22.  $\Sigma VP$  CSC Carbón La Guajira.

Valor Presente. Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Bajo (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	31,72	25,16	20,34	20,80	21,76	19,91
2013	28,22	22,38	18,10	18,50	19,36	17,71
2014	25,19	19,98	16,16	16,52	17,28	15,81
2015	22,27	17,66	14,28	14,60	15,28	13,98
2016	19,72	15,64	12,64	12,93	13,53	12,38
2017	17,60	13,96	11,29	11,54	12,08	11,05
$\Sigma VP$ (USD/MWh)	144,73	114,77	92,82	94,88	99,29	90,84

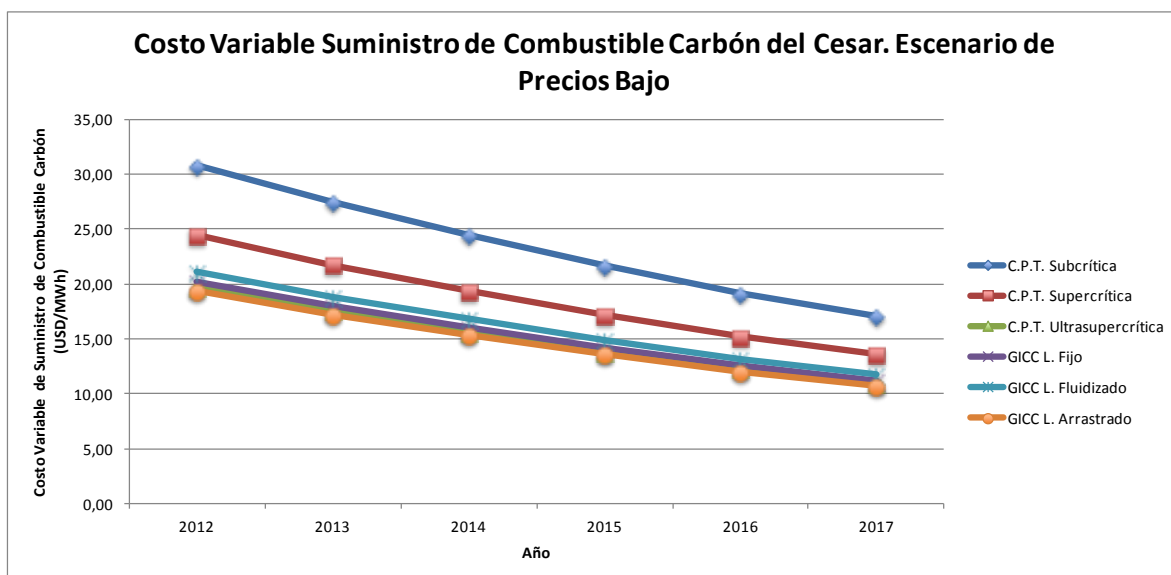


Gráfica 25. ΣVP CSC Carbón La Guajira.

Tabla 23. ΣVP CSC Carbón del Cesar.

Valor Presente. Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Bajo (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	30,82	24,44	19,77	20,21	21,15	19,35
2013	27,42	21,74	17,58	17,97	18,81	17,21
2014	24,48	19,41	15,70	16,05	16,79	15,37
2015	21,64	17,16	13,88	14,19	14,85	13,58
2016	19,16	15,19	12,29	12,56	13,14	12,02
2017	17,11	13,56	10,97	11,21	11,74	10,74
Σ VP (USD/MWh)	140,63	111,52	90,18	92,19	96,48	88,27



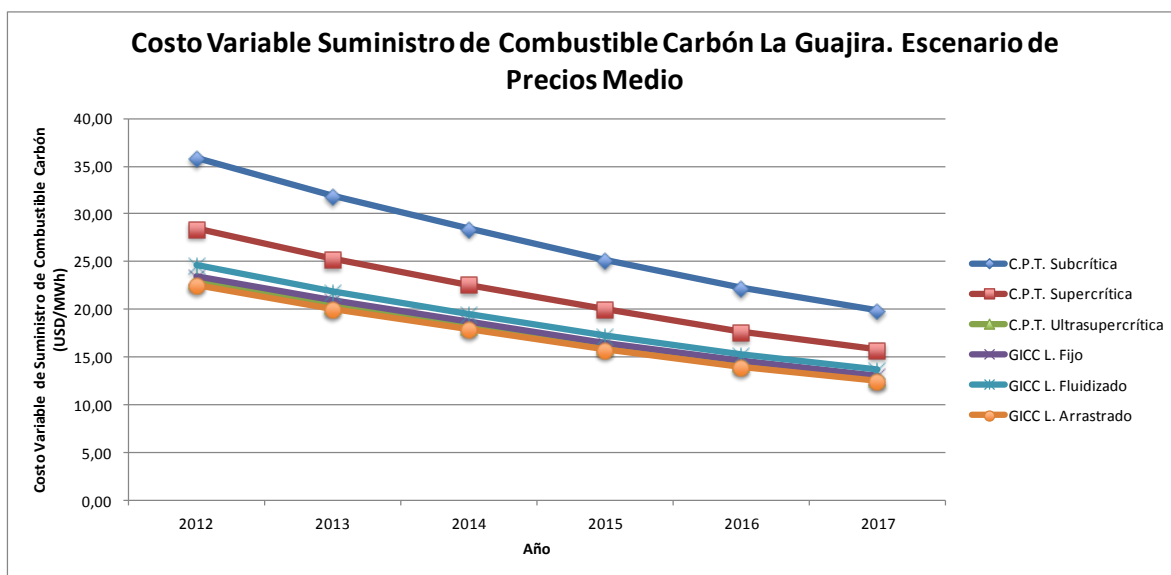


Gráfica 26. ΣVP CSC Carbón del Cesar.

## 9.2.2 Escenario de Precios Medio

Tabla 24. ΣVP CSC Carbón La Guajira.

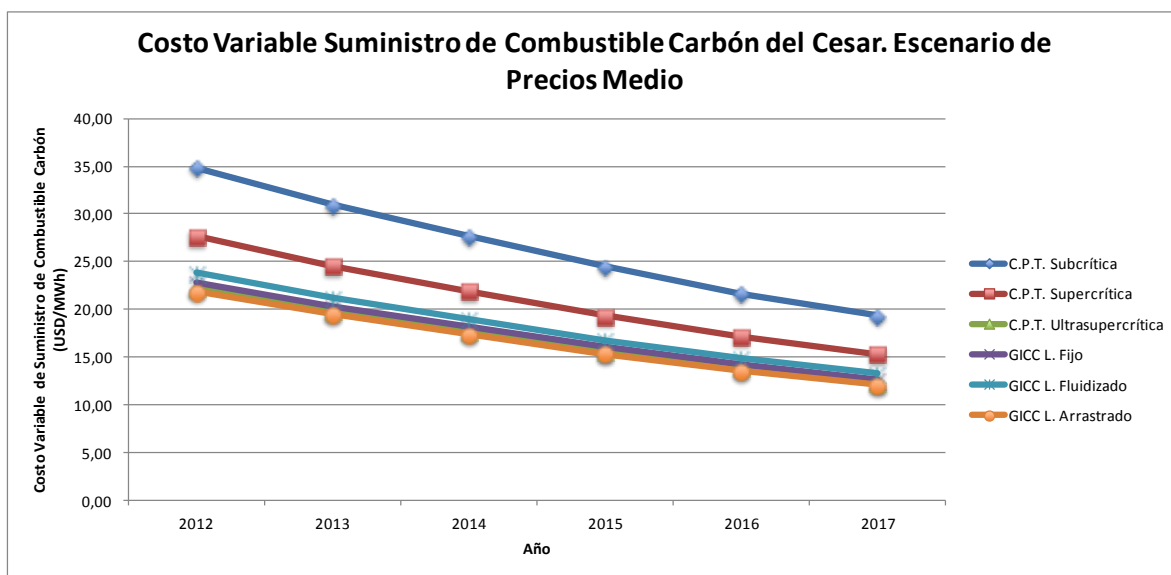
Valor Presente. Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Medio (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	35,87	28,45	23,01	23,52	24,61	22,52
2013	31,91	25,31	20,47	20,92	21,89	20,03
2014	28,49	22,60	18,27	18,68	19,55	17,88
2015	25,20	19,99	16,16	16,52	17,29	15,82
2016	22,32	17,70	14,32	14,64	15,32	14,01
2017	19,93	15,81	12,78	13,07	13,67	12,51
Σ VP (USD/MWh)	163,74	129,85	105,01	107,34	112,33	102,77



Gráfica 27. ΣVP CSC Carbón La Guajira.

Tabla 25. ΣVP CSC Carbón del Cesar.

Valor Presente. Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Medio (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	34,86	27,64	22,35	22,85	23,91	21,88
2013	31,01	24,59	19,89	20,33	21,27	19,46
2014	27,69	21,96	17,76	18,15	18,99	17,38
2015	24,49	19,42	15,70	16,05	16,80	15,37
2016	21,69	17,20	13,91	14,22	14,88	13,62
2017	19,37	15,36	12,42	12,70	13,29	12,16
Σ VP (USD/MWh)	159,10	126,17	102,03	104,30	109,15	99,86

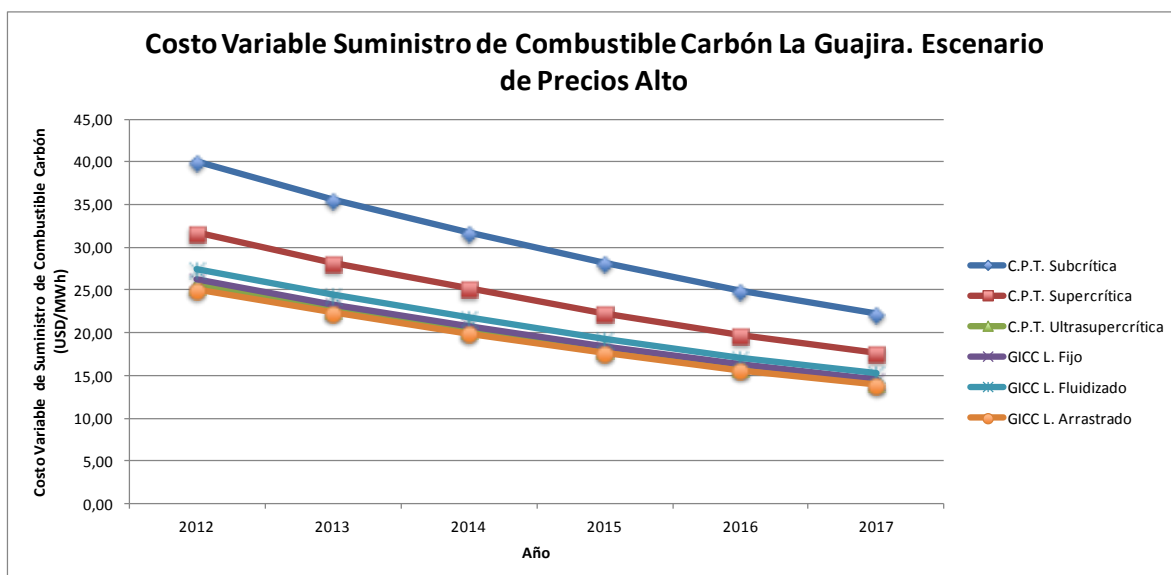


Gráfica 28. ΣVP CSC Carbón del Cesar.

### 9.2.3 Escenario de Precios Alto

Tabla 26. ΣVP CSC Carbón La Guajira.

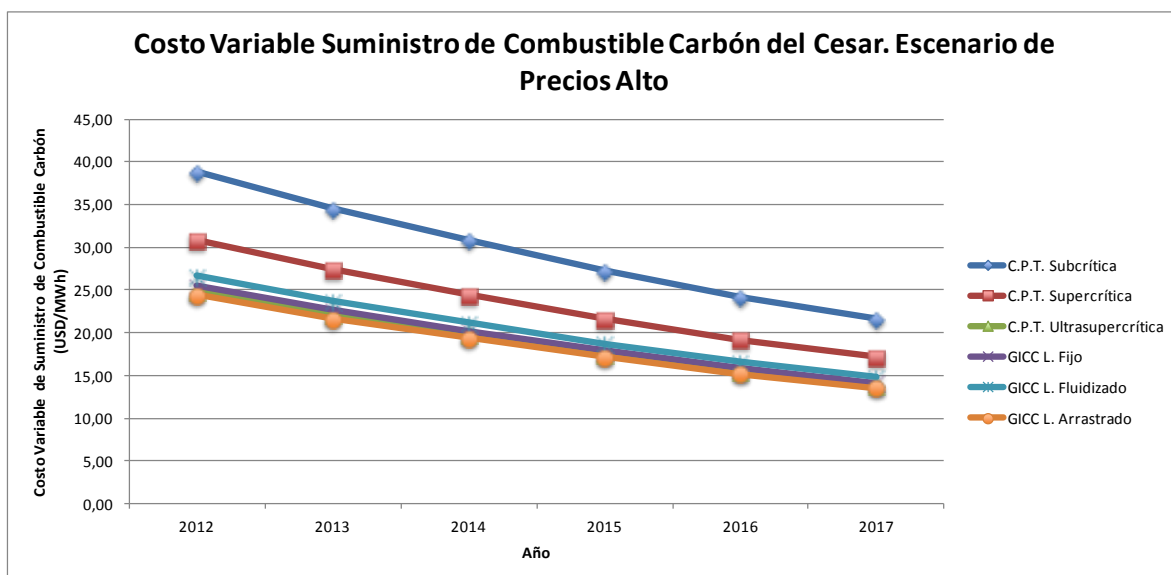
Valor Presente. Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Alto (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	40,02	31,74	25,67	26,24	27,46	25,12
2013	35,60	28,23	22,83	23,34	24,43	22,35
2014	31,79	25,21	20,39	20,84	21,81	19,95
2015	28,13	22,31	18,04	18,44	19,30	17,66
2016	24,93	19,77	15,99	16,34	17,10	15,65
2017	22,26	17,65	14,27	14,59	15,27	13,97
Σ VP (USD/MWh)	182,73	144,91	117,19	119,79	125,36	114,70



Gráfica 29. ΣVP CSC Carbón La Guajira.

Tabla 27. ΣVP CSC Carbón del Cesar.

Valor Presente. Costos Variables de Combustible Carbón. Escenario Precios Alto (USD/MWh)						
Año	Tecnología Planta Térmica Carbón					
	C.P.T. Subcrítica	C.P.T. Supercrítica	C.P.T. Ultrasupercrítica	GICC L. Fijo	GICC L. Fluidizado	GICC L. Arrastrado
	Eficiencia					
	29,5%	37,2%	46%	45%	43%	47%
2012	38,89	30,84	24,94	25,49	26,68	24,41
2013	34,59	27,43	22,19	22,68	23,73	21,71
2014	30,89	24,49	19,81	20,25	21,19	19,39
2015	27,34	21,68	17,53	17,92	18,75	17,16
2016	24,22	19,21	15,53	15,88	16,62	15,20
2017	21,63	17,15	13,87	14,18	14,84	13,57
Σ VP (USD/MWh)	177,55	140,80	113,87	116,40	121,81	111,44



Gráfica 30. ΣVP CSC Carbón del Cesar

#### 9.2.4 Análisis de resultados del comportamiento de los CSC asociados al Carbón

De las tablas 22 - 27, y de las gráficas 25 - 30, se puede concluir lo siguiente:

- Bajo los tres escenarios de precios, el utilizar el carbón del departamento del Cesar genera un ahorro de aproximadamente del 3% del CSC con respecto al carbón de La Guajira, para cada una de las tecnologías en el periodo de estudio.
- Al emplear la tecnología GICC Lecho Arrastrado ante un escenario de precios bajo, se obtiene un ahorro aproximado del 37%, que equivale a un valor promedio de 53,12 USD/MWh, con respecto a la tecnología C.P.T Subcrítica. Esta tecnología se emplea actualmente en el país y es la de menor eficiencia.

Ante un escenario de precios medio, se obtiene un ahorro aproximado del 37%, que equivale a un valor promedio de 60,10 USD/MWh.

Ante un escenario de precios alto, se obtiene un ahorro aproximado del 37%, que equivale a un valor promedio de 67,08 USD/MWh.

- Ante cualquier escenario de precios, el emplear el carbón de La Guajira con una planta GICC Lecho Arrastrado, es prácticamente equivalente a emplear el carbón del Cesar con una planta C.P.T Ultrasupercrítica. Esto se debe a que el carbón del Cesar, tiene un mayor PC que el de La Guajira. La diferencia existente en los CSC de ambas tecnologías es despreciable.
- Sin importar el carbón empleado, la tecnología actual de C.P.T Supercrítica genera un ahorro aproximado frente a la otra tecnología que se emplea en el país, C.P.T Subcrítica, del 21%. Este porcentaje equivale a un valor promedio de 29,53 USD/MWh ante un escenario de precios bajo.

Ante un escenario de precios medio, se obtiene un ahorro aproximado del 21%, que equivale a un valor promedio de 33,41 USD/MWh.

Ante un escenario de precios alto, se obtiene un ahorro aproximado del 21%, que equivale a un valor promedio de 37,29 USD/MWh.

- Las 4 tecnologías nuevas presentan un ahorro promedio de aproximadamente un 27,20% frente a las dos tecnologías actuales en el país; que equivalen a 34,79 USD/MWh, 39,36 USD/MWh y a 43,99 USD/MWh, para los escenarios de precios bajo, medio y alto respectivamente. Este resultado es congruente, debido a que las eficiencias de las nuevas tecnologías aumentan en un 12% aproximadamente, con respecto a las actuales.
- Al ser los precios del carbón estables para cada escenario de precios, los CSC asociados a este combustible no presentan mayor variación durante el periodo de estudio establecido (2012-2017).

### 9.3 Comportamiento de los CSC asociados al gas

Para los efectos de cálculos en este combustible se utilizaron los siguientes datos:

- **Precios:** Se muestran en la tabla 28 a continuación, la cual contiene la proyección de los precios semestrales en boca de pozo en La Guajira para tres escenarios: 1) Escenario bajo, 2) Escenario medio y 3) Escenario alto, expresados todos en USD/MBTU para el gas natural. La tabla 29 contiene la proyección de precios CIF semestrales en la Costa Atlántica para el GNL. Estas proyecciones son tomadas de los estudios realizados por la UPME para el periodo en estudio 2012-2017.

Tabla 28. Proyección de precios en boca de pozo La Guajira.

Año	Semestre	Precio Gas Natural (USD/MBTU)		
		Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2012	1	3,99	5,76	7,53
2012	2	3,56	5,58	8,28
2013	1	3,53	5,55	8,22
2013	2	3,31	5,47	8,55
2014	1	3,37	5,55	8,66
2014	2	3,26	5,68	8,94
2015	1	3,32	5,76	9,06
2015	2	3,24	5,82	9,25
2016	1	3,29	5,91	9,37
2016	2	3,21	6,00	9,50
2017	1	3,27	6,08	9,62
2017	2	3,22	6,15	9,77
2018	1	3,27	6,24	9,89
2018	2	3,18	6,31	10,04
2019	1	3,23	6,40	10,16
2019	2	3,13	6,44	10,31

Tabla 29. Precio CIF proyectado del GNL ubicado en La Costa Atlántica.

Año	Semestre	Precio GNL CIF (USD/MBTU)
2015	1	18,11
2015	2	18,51
2016	1	18,81
2016	2	18,87
2017	1	19,03
2017	2	19,28
2018	1	19,58
2018	2	19,92
2019	1	20,22
2019	2	20,48

- **Eficiencia  $\eta$ :** Se utilizaron las siguientes eficiencias para cada una de las siguientes tecnologías de plantas térmicas:

1. Ciclo Simple: 33%.

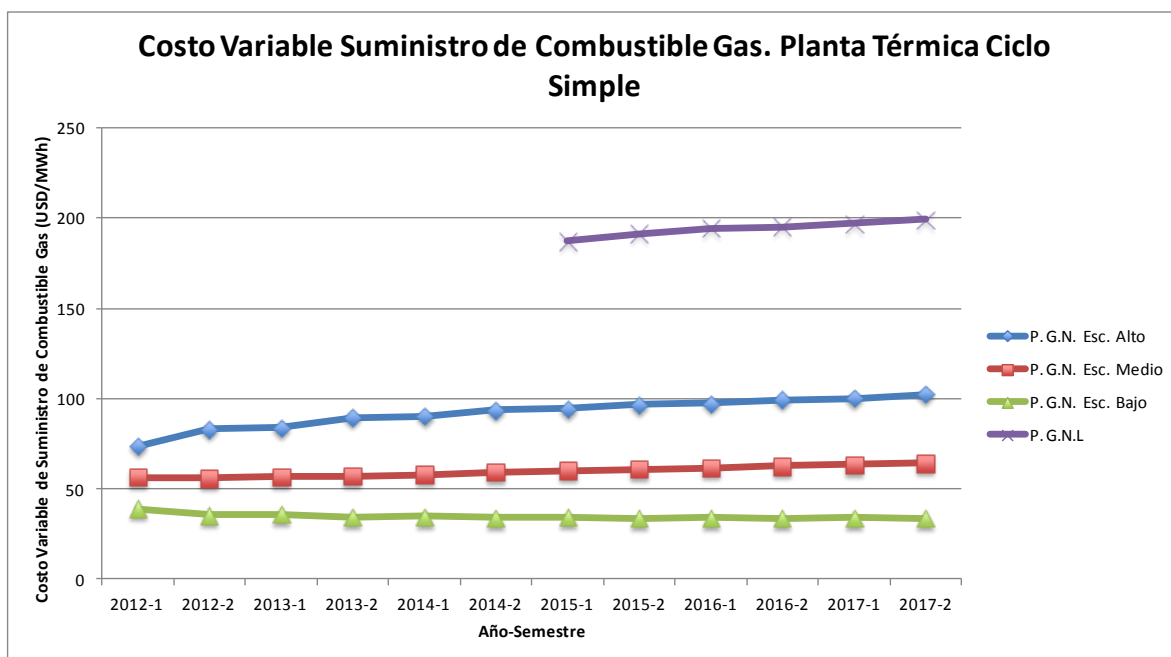
2. Ciclo Combinado: 51%.

### 9.3.1 Plantas térmicas ciclo simple

Tabla 30. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo simple.

<b>Plantas Térmicas Gas Natural Ciclo Simple. Eficiencia: 33%</b>				
<b>Año-Semestre</b>	<b>Escenario Precio Gas Natural</b>			<b>Gas Natural</b>
	<b>Bajo</b>	<b>Medio</b>	<b>Alto</b>	<b>Licuado</b>
	<b>Costo Variable de Suministro de Combustible Gas (USD/MWh)</b>			
<b>2012-1</b>	39,02	56,32	73,65	
<b>2012-2</b>	35,71	56,01	83,14	
<b>2013-1</b>	35,97	56,55	83,74	
<b>2013-2</b>	34,66	57,20	89,43	
<b>2014-1</b>	35,03	57,81	90,18	
<b>2014-2</b>	34,10	59,36	93,54	
<b>2015-1</b>	34,51	59,97	94,30	187,21
<b>2015-2</b>	33,90	60,90	96,78	191,35
<b>2016-1</b>	34,28	61,52	97,54	194,46
<b>2016-2</b>	33,59	62,71	99,33	195,08
<b>2017-1</b>	34,04	63,33	100,08	196,80
<b>2017-2</b>	33,71	64,30	102,17	199,31



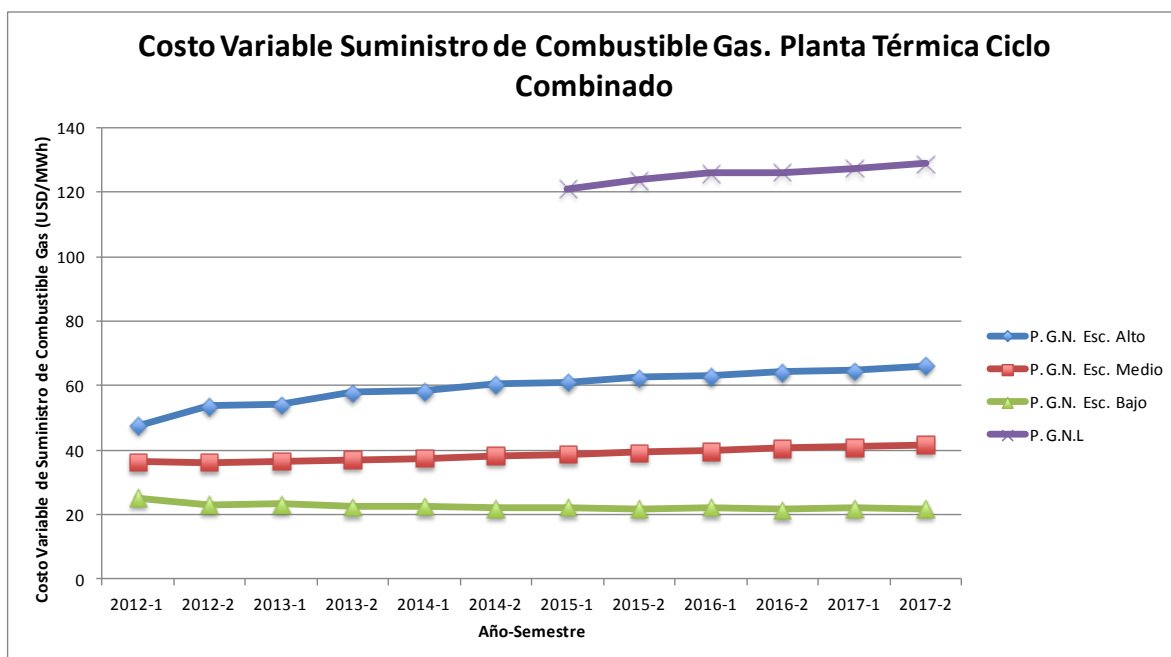


Gráfica 31. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo simple.

### 9.3.2 Plantas térmicas ciclo combinado

Tabla 31. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo combinado.

Plantas Térmicas Gas Natural Ciclo Combinado. Eficiencia: 51%				
Año-Semestre	Escenario Precio Gas Natural			Gas Natural Licuado
	Bajo	Medio	Alto	
	Costo Variable de Suministro de Combustible Gas (USD/MWh)			
2012-1	25,25	36,44	47,66	
2012-2	23,10	36,24	53,80	
2013-1	23,27	36,59	54,19	
2013-2	22,43	37,01	57,87	
2014-1	22,66	37,40	58,35	
2014-2	22,06	38,41	60,53	
2015-1	22,33	38,81	61,02	121,14
2015-2	21,93	39,41	62,62	123,81
2016-1	22,18	39,81	63,12	125,83
2016-2	21,73	40,58	64,27	126,23
2017-1	22,03	40,98	64,76	127,34
2017-2	21,81	41,60	66,11	128,97



Gráfica 32. Proyección CSC asociados al gas natural y GNL, ciclo combinado.

#### 9.4 Análisis Económico de la proyección del CSC asociado al gas (2012-2017).

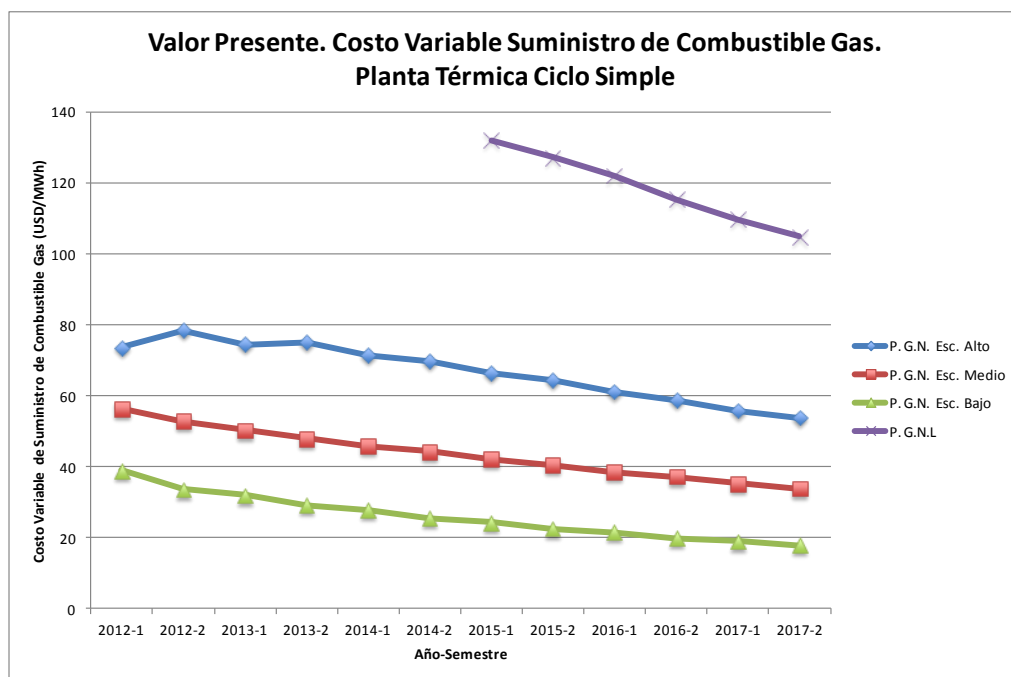
En esta sección se hizo un análisis económico de la proyección del CSC asociado al gas natural y al GNL con una tasa de descuento del 6% semestral (establecida por el DNP para el año 2012). Se utilizó la herramienta financiera para cada tecnología de plantas térmicas a gas de la Sumatoria del Valor Presente ( $\Sigma VP$ ). Esto nos indica el precio total del CSC asociado al gas natural y al GNL a valor presente (2012) durante el periodo de estudio para cada una de las dos tecnologías.

Se obtuvieron conclusiones puntuales para cada tecnología y conclusiones generales para este combustible en el periodo de estudio. Esta herramienta financiera, nos permitió responder la siguiente pregunta: ¿Cuál es el costo de oportunidad para el país en relación al CSC asociado al gas al incluir el GNL en su matriz energética?

### 9.4.1 Plantas térmicas ciclo simple

Tabla 32. ΣVP CSC Gas Planta Ciclo Simple

Plantas Térmicas Gas Natural Ciclo Simple. Eficiencia: 33%				
Año-Semestre	Escenario Precio Gas Natural			Gas Natural
	Bajo	Medio	Alto	Licuado
	Valor Presente. Costo Variable de Suministro de Combustible Gas (USD/MWh)			
2012-1	39,02	56,32	73,65	
2012-2	33,69	52,84	78,43	
2013-1	32,01	50,33	74,53	
2013-2	29,10	48,03	75,09	
2014-1	27,74	45,79	71,43	
2014-2	25,48	44,35	69,90	
2015-1	24,33	42,28	66,48	131,98
2015-2	22,54	40,51	64,37	127,26
2016-1	21,51	38,60	61,20	122,01
2016-2	19,88	37,12	58,79	115,47
2017-1	19,01	35,36	55,88	109,89
2017-2	17,76	33,87	53,82	104,99
Σ VP 2012-2017(USD/MWh)	312,06	525,39	803,59	N.A
Σ VP 2015-2017(USD/MWh)	125,03	227,73	360,55	711,60

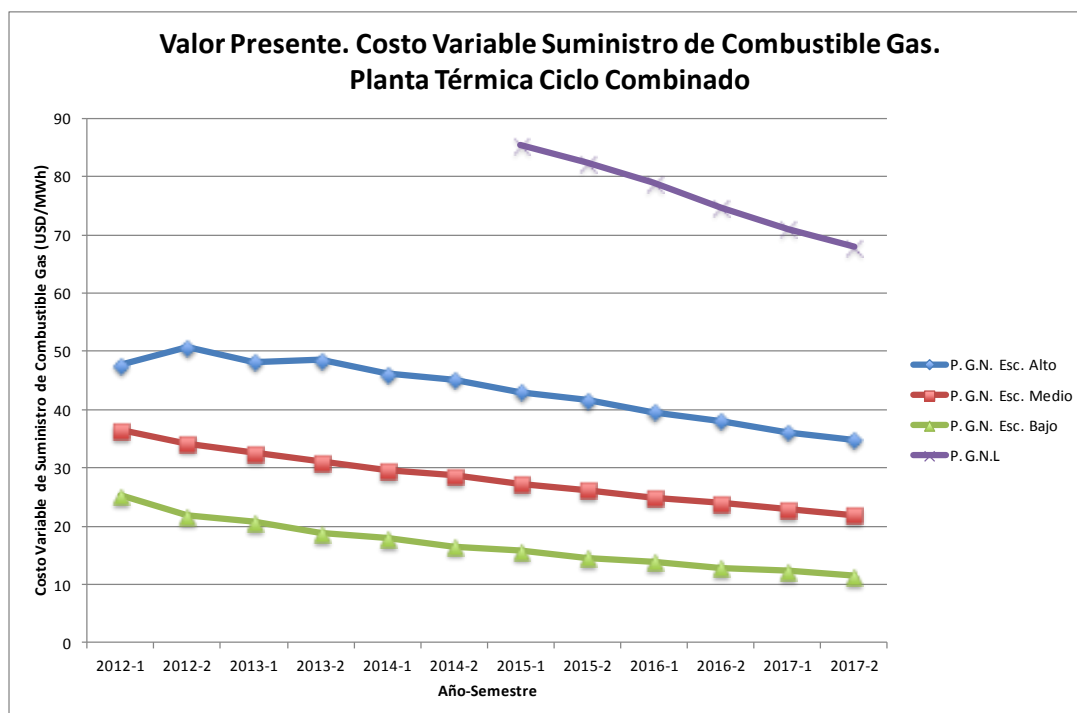


Gráfica 33. ΣVP CSC Gas Planta Ciclo Simple

## 9.4.2 Plantas térmicas ciclo combinado

Tabla 33. ΣVP CSC Gas Planta Ciclo Combinado

Plantas Térmicas Gas Natural Ciclo Combinado. Eficiencia: 51%				
Año-Semestre	Escenario Precio Gas Natural			Gas Natural Licuado
	Bajo	Medio	Alto	
	Valor Presente. Costo Variable de Suministro de Combustible Gas (USD/MWh)			
2012-1	25,25	36,44	47,66	
2012-2	21,80	34,19	50,75	
2013-1	20,71	32,56	48,23	
2013-2	18,83	31,08	48,59	
2014-1	17,95	29,63	46,22	
2014-2	16,49	28,70	45,23	
2015-1	15,74	27,36	43,02	85,40
2015-2	14,59	26,21	41,65	82,34
2016-1	13,92	24,98	39,60	78,95
2016-2	12,86	24,02	38,04	74,71
2017-1	12,30	22,88	36,16	71,11
2017-2	11,49	21,92	34,83	67,94
Σ VP 2012-2017(USD/MWh)	201,92	339,96	519,97	N.A
Σ VP 2015-2017(USD/MWh)	80,90	147,36	233,29	460,44



Gráfica 34. CSC Gas Planta Ciclo Combinado

#### 9.4.3 Análisis de Resultados del comportamiento de los CSC asociados al gas

De las tablas 32 y 33, y de las gráficas 33 y 34 se puede concluir lo siguiente:

- Bajo los tres escenarios de precios de gas natural, bajo, medio y alto, el utilizar plantas de ciclo combinado durante el periodo 2012-2017, genera un ahorro de aproximadamente del 35% del CSC con respecto a las plantas de ciclo simple. Este porcentaje es equivalente a 110,14 USD/MWh, 185,43 USD/MWh y 283,62 USD/MWh, respectivamente.
- Al emplear la tecnología de ciclo combinado en un escenario de precios bajo, existe únicamente una diferencia de aproximadamente de 27,9 USD/MWh del CSC con respecto a la tecnología de ciclo combinado en un escenario de precios medio. Este valor es equivalente al 8% aproximadamente.

- Al emplear la tecnología de ciclo simple en un escenario de precios medio, existe únicamente una diferencia de aproximadamente de 5,42 USD/MWh del CSC con respecto a la tecnología de ciclo combinado en un escenario de precios alto. Este valor es equivalente al 1% aproximadamente.
- El utilizar plantas de ciclo combinado durante el periodo 2015-2017 empleando GNL, genera un ahorro de aproximadamente del 35% del CSC con respecto a las plantas de ciclo simple utilizando este combustible. Este porcentaje es equivalente a 251,15 USD/MWh.
- Al emplear gas natural ante un escenario de precios bajo, con una planta de ciclo simple durante el periodo 2015-2017, se obtiene un ahorro aproximado del 82% con respecto a utilizar GNL con esta tecnología. Este porcentaje equivale a 586,57 USD/MWh.

Al emplear gas natural ante un escenario de precios medio, con una planta de ciclo simple durante el periodo 2015-2017, se obtiene un ahorro aproximado del 68% con respecto a utilizar GNL con esta tecnología. Este porcentaje equivale a 483,86 USD/MWh.

Al emplear gas natural ante un escenario de precios alto, con una planta de ciclo simple durante el periodo 2015-2017, se obtiene un ahorro aproximado del 49% con respecto a utilizar GNL con esta tecnología. Este porcentaje equivale a 351,05 USD/MWh.

- Al emplear gas natural ante un escenario de precios bajo, con una planta de ciclo combinado durante el periodo 2015-2017, se obtiene un ahorro aproximado del 82% con respecto a utilizar GNL con esta tecnología. Este porcentaje equivale a 379,55 USD/MWh.

Al emplear gas natural ante un escenario de precios medio, con una planta de ciclo combinado durante el periodo 2015-2017, se obtiene un ahorro

aproximado del 68% con respecto a utilizar GNL con esta tecnología. Este porcentaje equivale a 313,09 USD/MWh.

Al emplear gas natural ante un escenario de precios alto, con una planta de ciclo combinado durante el periodo 2015-2017, se obtiene un ahorro aproximado del 49% con respecto a utilizar GNL con esta tecnología. Este porcentaje equivale a 227,15 USD/MWh.

- Analizando la  $\Sigma VP$  de CSC ante un escenario de precios bajo de gas natural, de las tecnologías de ciclo simple y ciclo combinado, se obtiene un ahorro del 55% con respecto al emplear GNL en una planta de ciclo combinado durante el periodo 2015-2017. Esto equivale a 254,52 USD/MWh.

Analizando la  $\Sigma VP$  de CSC ante un escenario de precios medio de gas natural, de las tecnologías de ciclo simple y ciclo combinado, se obtiene un ahorro del 19% con respecto al emplear GNL en una planta de ciclo combinado durante el periodo 2015-2017. Esto equivale a 85,36 USD/MWh.

Analizando la  $\Sigma VP$  de CSC ante un escenario de precios alto de gas natural, de las tecnologías de ciclo simple y ciclo combinado, se obtiene un incremento del 29% con respecto al emplear GNL en una planta de ciclo combinado durante el periodo 2015-2017. Esto equivale a 133,4 USD/MWh.

- Al tomar los valores de la  $\Sigma VP$  de los CSC de los tres escenarios de precios de gas natural para el periodo 2015-2015 de ambas tecnologías, se obtiene prácticamente la  $\Sigma VP$  del CSC asociado al GNL para el mismo periodo. Esto nos indica que el CSC del GNL es tan alto, como la  $\Sigma VP$  de tres escenarios de precios juntos.
- Al evaluar el GNL en una planta de ciclo combinado en el periodo de estudio 2012-2017, se obtiene un ahorro únicamente ante un escenario de

precios alto. Este ahorro es del 11% aproximadamente, equivalente a 59,52 USD/MWh. Para una planta de ciclo simple sucede exactamente lo mismo, con un ahorro del mismo porcentaje, equivalente a 91,99 USD/MWh.

- Al ser los precios del gas natural y del GNL estables durante el periodo de estudio, los CSC asociados a este combustible no presentan mayor variación para cada escenario de precio.

## **10. CONCLUSIONES**

A continuación se presenta una síntesis de los resultados obtenidos con relación al uso del gas natural, GNL y el carbón, en el proceso de generación de energía eléctrica.

- Al analizar los resultados obtenidos del CSC asociado al gas para el periodo de estudio, se puede concluir lo siguiente:

Es necesario ir planeando el cambio de plantas de ciclo simple a ciclo combinado, debido a que se obtiene un ahorro del 35%. Este porcentaje equivale a los siguientes valores para cada escenario de precio; bajo, medio y alto: 110,14 USD/MWh, 185,45 USD/MWh y 283,63 USD/MWh respectivamente.

Las plantas de ciclo combinado al emplear GNL en el periodo 2015-2017, generan un ahorro del 35% frente a las de ciclo simple empleando este mismo combustible. Esto equivale a 251,15 USD/MWh.

Las plantas de ciclo simple, al emplear gas en un escenario de precios bajo en el periodo 2015-2017, ahorran un 82%, equivalente a 586,57 USD/MWh frente a emplear GNL. Esta misma comparación en un escenario de precios medio y alto, se ahorra un 68% y 49%, equivalentes a 483,86 USD/MWh y a 351,05 USD/MWh respectivamente.



El GNL es tan costoso que al sumar la  $\Sigma VP$  del CSC de una planta de ciclo simple y combinado ante los escenarios de precios bajo y medio de gas natural, frente a la  $\Sigma VP$  de GNL de una planta de ciclo combinado en el periodo 2015-2017, se obtienen los siguientes ahorros: 254,52 USD/MWh (55%) y 85,36 USD/MWh (19%) respectivamente. Ante un escenario de precios alto, se obtiene un incremento del 19%, equivalentes a 133,4 USD/MWh, es decir que para este escenario el GNL genera un ahorro frente al gas natural al realizar la misma comparación.

En el periodo 2012-2017 se presenta un ahorro al emplear GNL para las plantas de ciclo simple y combinado ante un escenario de precios alto de gas. Este ahorro es equivalente a 59,52 USD/MWh (11%) y 91,99 USD/MWh (11%) respectivamente. Cabe aclarar que en esta comparación se tiene en cuenta 6 años de CSC asociado a gas natural y solamente 3 años de CSC asociado al GNL.

- Al analizar los resultados obtenidos del CSC asociado al carbón para el periodo de estudio, se puede concluir lo siguiente:

Al emplear el carbón del departamento del Cesar, se presenta un ahorro del 3% con respecto al CSC al emplear el carbón de La Guajira para cada tecnología en cada uno de los tres escenarios de precios.

La tecnología GICC Lecho Arrastrado, genera un ahorro promedio del 37%, equivalente a 53,12 USD/MWh, frente a la tecnología C.P.T Subcrítica en un escenario de precios bajo. En los dos escenarios de precios restantes, medio y alto, se presentan los siguientes ahorros: 60,10 USD/MWh (37%) y 67,08 USD/MWh (37%) respectivamente.

Es de resaltar que ante cualquier escenario de precios, es equivalente emplear el carbón de La Guajira en una planta de GICC Lecho Arrastrado, que utilizar el carbón del Cesar en una planta C.P.T Ultrasupercrítica.

La tecnologías actual C.P.T Supercrítica genera un ahorro aproximado frente a la otra tecnologías actualmente empleada en el país, C.P.T Subcrítica, de un 21%, equivalentes a un valor promedio de 29,53 USD/MWh. En los dos escenarios de precios restantes, medio y alto, se presentan los siguientes ahorros: 33,41 USD/MWh (21%) y 37,29 USD/MWh (21%).

Las 4 nuevas tecnologías incluidas en la investigación, presentan un ahorro promedio de un 27,20%, frente a las actualmente empleadas. Este porcentaje equivale a los siguientes valores para los tres escenarios de precio, bajo, medio y alto, 34,79 USD/MWh, 39,36 USD/MWh y 43,99 USD/MWh, respectivamente. Estos ahorros son congruentes, debido a que las tecnologías nuevas aumentan su eficiencia en promedio en un 12% con respecto a las dos restantes.

De los resultados obtenidos para el CSC asociado al gas y al carbón, podemos establecer las siguientes conclusiones:

- En un escenario de precios bajo para el periodo 2012-2017, las dos plantas térmicas a carbón que existen en el país, ahorran en promedio un 59,01% (184,15 USD/MWh) frente una planta de ciclo simple y un 36,65% (74,01 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios bajo del carbón (2012-2017), las dos plantas térmicas actuales en el país, ahorran frente a la utilización del GLN (2015-2017) un 82,02% (583,68 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 72,22% (332,53 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios bajo (2012-2017), las cuatro plantas nuevas a carbón, ahorran en promedio un 70,16% (218,94 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 53,88% (108,80 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.

- En un escenario de precios bajo del carbón (2012-2017), las cuatro nuevas plantas con este combustible, ahorran frente al GNL (2015-2017) un 86,91% (618,47 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 79,78% (367,32 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios medio para el periodo 2012-2017, las dos plantas térmicas a carbón que existen en el país, ahorran en promedio un 53,63% (167,35 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 28,33% (57,21 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios medio del carbón (2012-2017), las dos plantas térmicas actuales en Colombia, ahorran frente a la utilización del GNL (2015-2017) un 79,66% (566,88 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 68,57% (315,73 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios medio del carbón (2012-2017), las cuatro nuevas plantas con este combustible, ahorran frente al GNL (2015-2017) un 66,24% (206,71 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 47,83% (95,57 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios medio (2012-2017), las cuatro plantas nuevas a carbón, ahorran en promedio un 85,20% (606,24 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 77,12% (355,09 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios bajo para el periodo 2012-2017, las dos plantas térmicas a carbón que existen en el país, ahorran en promedio un 48,25% (150,56 USD/MWh) frente una planta de ciclo simple y un 20,02% (40,42 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios bajo del carbón (2012-2017), las dos plantas térmicas actuales en el país, ahorran frente a la utilización del GLN (2015-2017) un 77,30% (550,09 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 64,93% (298,94 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.

- En un escenario de precios bajo (2012-2017), las cuatro plantas nuevas a carbón, ahorran en promedio un 62,33% (194,49 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 41,78% (84,35 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.
- En un escenario de precios bajo del carbón (2012-2017), las cuatro nuevas plantas con este combustible, ahorran frente al GNL (2015-2017) un 83,48% (594,02 USD/MWh) frente a una planta de ciclo simple y un 74,47% (342,87 USD/MWh) frente a una planta de ciclo combinado.

## 11. RECOMENDACIONES

Luego de realizar el análisis económico del CSC asociado a los dos combustibles en estudio, se puede establecer las siguientes recomendaciones para el sector eléctrico en el país en los próximos años:

- Es necesario empezar a implementar la importación del GNL debido a la deficiencia en la oferta de este combustible a partir del año 2015. Sin embargo, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se están realizando exploraciones en aproximadamente 24 millones de hectáreas (Abril de 2012)<sup>98</sup> alrededor de todo el territorio nacional para encontrar futuros campos de explotación. De igual manera se debe tener en cuenta el incremento que tiene este combustible en sus precios con respecto al gas natural.
- El costo de oportunidad que tiene el país al no implementar únicamente plantas a gas de ciclo combinado es muy alto, debido a la gran diferencia en las eficiencias que existe con respecto a las plantas de ciclo simple. Al implementar tanto gas natural como GNL, se está dejando de ahorrar un 35%.

---

<sup>98</sup> Disponible en Internet: <[http://www.anh.gov.co/media/asignacionAreas/listado\\_ABR0912.xls](http://www.anh.gov.co/media/asignacionAreas/listado_ABR0912.xls)>

- Por otro lado las plantas de ciclo simple se podrían seguir utilizando con gas natural ante la entrada del GNL en la matriz energética, debido a que se presentarían ahorros considerables como se citó anteriormente.
- Se debe empezar a aprovechar de una mejor manera la gran cantidad de reservas de carbón y de producción que tiene el país para los próximos 10 años. Es necesario comenzar a evaluar la construcción de una mayor cantidad de plantas térmicas a carbón con la ventaja de la sobre-oferta de este recurso en Colombia.
- Construir plantas térmicas a carbón con las nuevas tecnologías incluidas en la investigación, para generar un ahorro del 27% frente a las plantas actuales en el país y migrar a centrales térmicas de mayor eficiencia. Además es de resaltar que el incremento de un 12% en la eficiencia, generada por las plantas nuevas, estaría disminuyendo las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 24%.

## **12. CONTRIBUCIÓN DE LA TESIS DE MAESTRIA AL SECTOR ELÉCTRICO**

El presente capítulo contiene una síntesis de los aportes, contribuciones o aplicaciones que el proyecto de investigación desarrollado y titulado, “Estudio comparativo de las tecnologías en el proceso de generación de energía eléctrica con gas y carbón desde el punto de vista del costo variable de suministro de combustible”, puede tener en el desarrollo en el inmediato futuro del sector eléctrico en nuestro país. Los mismos son descritos a continuación así:

- Con el modelo que fue desarrollado y validado en la investigación, el sector eléctrico colombiano se abastece de una buena herramienta que le permitirá incluir en los procesos de toma de decisiones y evaluación económica de proyectos de inversión, una información relevante respecto al

tema de utilización de combustibles, gas y carbón, en lo que tiene que ver con los costos totales de operación de las plantas. Esta información permitirá escoger a los inversionistas nacionales e internacionales con un menor riesgo de incertidumbre el tipo de planta de generación en los procesos de planeación a futuro del sector.

- También se contribuye con dotar al sector de un elemento que permita establecer proyecciones del comportamiento del costo variable de suministro de combustible para el gas y carbón en la país, como algo novedoso dado que en estos momentos no existen esta información en la documentación vigente elaborada por las diferentes entidades del sector eléctrico colombiano.
- La investigación puso de presente a través de los análisis realizados, la inminente necesidad de que el país inicie el desarrollo de proyectos de inversión que estén destinados a la construcción de una mayor cantidad de plantas térmicas a carbón con nuevas tecnologías, las cuales son mucho más eficientes que las que actualmente se tiene en operación en Colombia, aspecto que no ha sido tenido en cuenta en los planes de expansión vigentes elaborados por la UPME. No se han tenido en cuenta porque posiblemente adolecen de una herramienta como la que se ha desarrollado en la presente investigación.
- Esta herramienta permite establecer el grado de competitividad que tendrían las plantas térmicas a gas ante la utilización del GNL al momento de presentarse una deficiencia en la oferta de este combustible en el país.

### **13. LISTADO DE FUTUROS PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN ASOCIADOS AL PRESENTE TRABAJO**

Es indudable que este tema sobre el cual se desarrolló la investigación que se condensa en este trabajo, es solo una parte del sinnúmero de elementos que

contienen las evaluaciones económicas de proyectos de inversión que sirven de base para una toma de decisiones adecuadas y oportunas.

Al respecto, a continuación me permito presentar un listado de posibles Proyectos de Investigación que se pueden desarrollar a partir de este trabajo y de los resultados obtenidos con el mismo así:

- Realizar un análisis comparativo de las tecnologías utilizadas para la generación de energía eléctrica con gas y carbón con relación a las demás variables que componen la estructura de los Costos Variables Totales de las plantas térmicas en Colombia establecidas por la CREG. Este análisis permitiría establecer completamente la competitividad de la inclusión de las nuevas tecnologías mencionadas a lo largo de este proyecto al momento de participar en el mercado eléctrico en el país.
- Con los resultados obtenidos con el modelo, nos permitió establecer la necesidad de replantear la no regulación del Costo de Operación y Mantenimiento (COM), con el objetivo de establecer el beneficio para las plantas actuales y las nuevas que entrarán en operación en el país en los próximos años, con relación a la competitividad en su participación en el mercado eléctrico nacional.

Recomiendo la Universidad siga desarrollando una temática o línea de investigación en temas económicos y de planeación desde la perspectiva del sector eléctrico, para que se le dé oportunidad a sus egresados de hacer parte del grupo de personas selectas que mueven los procesos de planeación del sector eléctrico en nuestro país.

## **14. REFERENCIAS**

1. Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010-2024. UPME.
2. Proyección de Demanda de Energía en Colombia. Revisión Octubre de 2010. UPME.
3. Ingeominas, cálculos UPME 2009.
4. Resolución CREG 119 de 2005.
5. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia. Revisión Julio de 2010. UPME.
6. Estudio de factibilidad del Cofiring para Central Guacolda II. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica. 2010.
7. Economía General. Capítulo 1. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
8. Diagnóstico del Sector Energético, Eléctrico-Gas-Carbón. Trabajo para UPME 2009. Unión temporal Universidad Nacional y Fundación Bariloche Política Energética.
9. Panorama energético en Colombia y Latinoamérica. Ing. Pablo Corredor. Revista Mundo Eléctrico No 66. 2006.
10. El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores. Primer Informe. 14 de Agosto de 2009. FEDESARROLLO.
11. Miran Miranda Juan José. Gestión de Proyectos. Quinta Edición. M Editores 2005.



12. Saravia Gallardo Marcelo PhD. Metodología de Investigación Científica. Orientación metodológica para la elaboración de proyectos e informes de investigación. Universidad de Barcelona 2004.
13. <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
14. [http://www.codensa.com.co/documentos/conexion6\\_index2.htm](http://www.codensa.com.co/documentos/conexion6_index2.htm)
15. Mercado Eléctrico Colombiano. Conceptos básicos. Condensa. 2009
16. Mercado Eléctrico Colombiano. CREG. Bogotá, Abril 7 de 2009.
17. Popayán Andrés, Roberto Giovanny. Estructura de propiedad en el Sector de Generación Eléctrica en Colombia. Universidad de La Salle. 2009.
18. [http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-61&p\\_options=](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-61&p_options=)
19. Resolución CREG 119 de 2007.
20. ABC Cargo por Confiabilidad. XM. Ministerio de Minas y Energía. CREG.
21. [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que\\_es/que\\_es.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm)
22. Cargo por Confiabilidad ENFICC – OEF – Subasta. Emgesa. Junio de 2008.
23. [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion\\_energia\\_firme/precio\\_escasez.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/precio_escasez.htm)
24. Hernández Ortiz Cuauhtémoc. Planta Termoeléctrica. Universidad Nacional Autónoma de México. 2005.
25. Alonso Martínez Javier. Generación de Energía Eléctrica en Centrales Térmicas. Universidad de Alicante. 2007.

26. Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano. Manuel Treviño Coca. Club Español de la Energía.
27. Sabugal García Santiago, Gómez Muñoz Florentino. Centrales Térmicas de Ciclo Combinado, Teoría y Proyecto. Ediciones Díaz de Santos, 2006.
28. Resolución CREG 071 de 2006.
29. Esquivel Gerardo, Parkin Michael. Microeconomía: Versión para Latinoamérica. Séptima Edición. Pearson Educación. 2006
30. Le Roy Miller Roger. Microeconomía. McGraw Hill. 1992
31. La economía en las organizaciones, sesión 4. John James Mora R. Universidad ICESI.
32. J. Gitman Lawrence. Administración Financiera Básica. Editorial Harla. Edición No 4. 1990.
33. Castro Raúl, Rosales Ramón, Rahal Alberto. Metodologías de preparación y evaluación de proyectos de inversión pública. Universidad de Los Andes. Primera Edición. 2008.
34. Paniagua Freyle Rosa, Pinilla Muñoz Patricia, Chajín Flórez Miguel. Metodología de la Investigación. Editorial Uniautónoma. Primera Edición. 2008.
35. La investigación cualitativa. Miguel Martínez M. Revista IIPSI. UNMSM. Facultad de Psicología. 2006.
36. Metodología de la Investigación I. Facultad de Ciencias Exactas y Tecnologías. Universidad Nacional de Santiago del Estero. 2008.

37. Introducción al GNL, descripción general del gas natural licuado (GNL), sus propiedades, la industria de GNL y aspectos de seguridad. Center For Energy Economics. Michelle Michot Foss, PhD. Enero 2003.
38. Hernández Sampieri; Roberto; Fernández; Carlos; Baptista; Pilar. Metodología de Investigación. Bogotá; Editorial McGraw Hill. 2003.
39. Cerda, H. (2001). La Investigación Total. Colección Mesa Redonda Magisterio. Bogotá.
40. Estudio Sectorial Energía, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo 2005 – 2009. Superintendencia de Servicios Públicos.
41. <http://www.sipg.gov.co/>
42. Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia. UPME. Abril de 2005.
43. Resolución CREG 034 de 2001.
44. Andesco. Generalidades del Sector Eléctrico en Colombia.
45. <http://www.cac.org.co/quienes.htm>
46. <http://www.eeb.com.co/?idcategoria=639>.
47. <http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx>
48. [http://www.codensa.com.co/documentos/conexion6\\_index.htm](http://www.codensa.com.co/documentos/conexion6_index.htm).
49. [http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/mercado\\_electrico\\_colombiano.pdf](http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/mercado_electrico_colombiano.pdf).
50. <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>.

51. [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion\\_energia\\_firme/obligacion\\_energia\\_firme.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm)
52. Amaranto Sanjuán Haider, Forero Castañeda Jorge. Revisión y actualización de la proyección de precios de carbón. UPME. Abril de 2010.
53. Proyección de Precios de Gas Natural para el sector Termoeléctrico. Subdirección de Energía. Grupo de Hidrocarburos. UPME. Agosto de 2009.
54. [www.dnp.gov.co](http://www.dnp.gov.co)
55. Design and Analysis of Experiments. Douglas C. Montgomery. John Wiley and Sons, 2005.
56. Resolución CREG 084 de 2005.
57. The cost of Generating Electricity. A study carried out by PB power for the Royal Academy of Engineering. UK. March 2004.
58. La generación eléctrica y su incidencia en los precios de energía eléctrica como elemento impulsor de la competitividad en la industria. EDEGEL, Perú. Agosto 2004.
59. Situación Energética de Chile: Presente y Futuro. SYSTEP, Chile. Abril de 2006.
60. Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011-2025. UPME.
61. Proyección de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica. Octubre de 2011. UPME.
62. Global LNG Database. World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals. November 2011.

63. I curso de verano CENIT CO<sub>2</sub>, generación de electricidad mediante carbón. Javier Alonso Martínez. Universidad de Alicante. Julio de 2007.
64. Concha Alejandro, Andalaft Alejandro, Farías Oscar. Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: análisis con valoración de operaciones reales. Revista de ingeniería, Ingeniare. Vol. 17, 2009.
65. Primer curso ARIAE de regulación energética: costes de generación de energía eléctrica. ENRE-Argentina. Noviembre de 2003.
66. Costes de la generación eléctrica en algunas tecnologías. Juan Manuel Marcos Fano. UNESA, 2000.
67. Power plants: characteristics and costs. Stan Kaplan. Congressional Research Service. Washington D.C. November 2008.
68. Hernández Ortiz Cuauhtémoc. Planta Termoeléctrica. Física Experimental. Universidad Autónoma de México. 15 de mayo de 2005.
69. García S. Oscar León. Administración financiera: Fundamentos y aplicaciones. Tercera Edición. Cali – Colombia.
70. Planeamiento del Sector Eléctrico Colombiano. Ministerio de Minas y Energía, UPME. Octubre de 2010.
71. Gas Natural y GNL. Sampo Suvisaari. Wartsila North America, Inc. Santo Domingo, 15 de febrero de 2011.
72. <http://www.Ingoneworld.com/>
73. Gas Natural Licuado, Tecnología y Mercado. Jorge Marcelo Aris, trabajo de investigación. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Abril de 2006.

74. Angulo Montaña Luis Alberto, Hernández Yabrudy Andrés Mauricio y Reyes Ávila Hernando Luis. Comportamiento de los costos variables de combustible en la generación de energía eléctrica por el uso de gas y carbón. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Universidad del Norte. Facultad de Ingeniería, 2011.
75. Proyección de demanda de gas natural en Colombia. Subdirección de planeación energética, grupo de demanda energética. UPME. Diciembre de 2011.
76. Revisión y actualización de la proyección de precios del carbón. Haider Amaranto Sanjuán. Jorge Forero Castañeda. UPME. Abril de 2010.
77. Captura y Almacenamiento de Carbono: Perspectiva Europea y de la Plataforma Española de Captura y Almacenamiento CO<sub>2</sub>. Dr. Eloy Álvarez Pelegry. Unión Fenosa. 25 de abril de 2008.
78. Generación Termoeléctrica. Seminario sobre Energía. José Miguel González Santoló. Instituto de Investigaciones Eléctricas. 5 de agosto de 2009.
79. Optimización de la eficiencia energética en centrales eléctricas. Eficiencia energética: tecnología y políticas de apoyo. Subdirección General de Ingeniería e I + D. Endesa, Generación. 29 y 30 de mayo de 2008.
80. Reducción de emisiones en centrales existentes: eficiencia y combustión. Fernando Rubiera González. Instituto Nacional de Carbón. Grupo de procesos energéticos y reducción de emisiones. 7 de julio de 2009.
81. Calpine Fuels Diversity Initiative: Integrated Gasification Combined Cycle Power Plants.
82. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima. UPME. Marzo de 2012.

83. Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica. UPME. Febrero de 2012.
84. ANDI, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia, [www.andi.com.co](http://www.andi.com.co)
85. Cámara de Comercio de Bogotá, [www.ccb.org.co](http://www.ccb.org.co)
86. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)
87. Cadena del carbón. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Año 2012.
88. Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2011. ECOPETROL.
89. Introducción a las mediciones. Laboratorio de Física. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá, 2012.
90. Sector Eléctrico en Colombia: Mercado y Regulación. ANDESCO. Bogotá, Febrero de 2010.
91. <http://www.sic.gov.co/es/funciones>
92. Hurtado de Barrera Jacqueline. El proyecto de investigación. Metodología de la Investigación Holística. Bogotá; Editorial Quirón. 2006.
93. Introducción a las mediciones. Laboratorio de Física. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá, 2012.

## 15. ANEXO 1. VALIDACIÓN DEL MODELO UTILIZADO PARA EL CÁLCULO DEL CSC

La validación del modelo utilizado para el cálculo de los CSC, se realizó empleando datos históricos del periodo 2007-2011 de dos plantas térmicas en el país. Se escogió una planta térmica a carbón que empleara este combustible del departamento de La Guajira y una planta térmica a gas. Los nombres de las plantas son confidenciales, debido a la información suministrada. Se hizo una comparación entre los datos reales y los calculados con el modelo desarrollado para estimar el error obtenido para cada combustible.

Tabla 34. Validación modelo CSC asociado al gas.

<b>Costo Variable de Suministro de Combustible Gas Planta A</b>				
Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
14/01/2007	2,7691	20,238	20,946	-3,5%
15/01/2007	2,7691	20,238	20,702	-2,3%
16/01/2007	2,7691	20,238	20,443	-1,0%
17/01/2007	2,7691	20,238	20,662	-2,1%
18/01/2007	2,7691	20,238	20,928	-3,4%
19/01/2007	2,7691	20,238	20,564	-1,6%
21/01/2007	2,7691	20,238	20,868	-3,1%
22/01/2007	2,7691	20,238	20,846	-3,0%
23/01/2007	2,7691	20,238	20,882	-3,2%
24/01/2007	2,7691	20,238	20,709	-2,3%
25/01/2007	2,7691	20,238	20,509	-1,3%
26/01/2007	2,7691	20,238	20,694	-2,3%



Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
27/01/2007	2,7691	20,238	20,501	-1,3%
28/01/2007	2,7691	20,238	20,792	-2,7%
29/01/2007	2,7691	20,238	20,736	-2,5%
30/01/2007	2,7691	20,238	20,706	-2,3%
31/01/2007	2,7691	20,238	20,755	-2,6%
13/02/2007	2,3528	17,196	17,636	-2,6%
14/02/2007	2,3528	17,196	17,469	-1,6%
15/02/2007	2,3528	17,196	17,763	-3,3%
16/02/2007	2,3528	17,196	17,460	-1,5%
17/02/2007	2,3528	17,196	17,729	-3,1%
19/02/2007	2,3528	17,196	17,589	-2,3%
20/02/2007	2,3528	17,196	17,813	-3,6%
21/02/2007	2,3528	17,196	17,395	-1,2%
22/02/2007	2,3528	17,196	17,719	-3,0%
23/02/2007	2,3528	17,196	17,414	-1,3%
24/02/2007	2,3528	17,196	17,607	-2,4%
27/02/2007	2,3528	17,196	17,774	-3,4%
28/02/2007	2,3528	17,196	17,755	-3,3%
13/03/2007	2,3528	17,196	17,759	-3,3%
14/03/2007	2,3528	17,196	17,743	-3,2%
15/03/2007	2,3528	17,196	17,507	-1,8%
16/03/2007	2,3528	17,196	17,776	-3,4%
17/03/2007	2,3528	17,196	17,693	-2,9%
18/03/2007	2,3528	17,196	17,481	-1,7%
20/03/2007	2,3528	17,196	17,660	-2,7%
21/03/2007	2,3528	17,196	17,693	-2,9%
22/03/2007	2,3528	17,196	17,530	-1,9%
23/03/2007	2,3528	17,196	17,769	-3,3%
24/03/2007	2,3528	17,196	17,473	-1,6%
25/03/2007	2,3528	17,196	17,522	-1,9%
26/03/2007	2,3528	17,196	17,759	-3,3%
27/03/2007	2,3528	17,196	17,514	-1,9%
28/03/2007	2,3528	17,196	17,772	-3,4%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
29/03/2007	2,3528	17,196	17,605	-2,4%
30/03/2007	2,3528	17,196	17,732	-3,1%
31/03/2007	2,3528	17,196	17,737	-3,1%
13/04/2007	2,3528	17,196	17,791	-3,5%
14/04/2007	2,3528	17,196	17,608	-2,4%
15/04/2007	2,3528	17,196	17,800	-3,5%
16/04/2007	2,3528	17,196	17,511	-1,8%
17/04/2007	2,3528	17,196	17,652	-2,7%
18/04/2007	2,3528	17,196	17,663	-2,7%
19/04/2007	2,3528	17,196	17,464	-1,6%
20/04/2007	2,3528	17,196	17,658	-2,7%
21/04/2007	2,3528	17,196	17,411	-1,3%
22/04/2007	2,3528	17,196	17,794	-3,5%
23/04/2007	2,3528	17,196	17,714	-3,0%
24/04/2007	2,3528	17,196	17,631	-2,5%
25/04/2007	2,3528	17,196	17,395	-1,2%
26/04/2007	2,3528	17,196	17,382	-1,1%
27/04/2007	2,3528	17,196	17,748	-3,2%
28/04/2007	2,3528	17,196	17,630	-2,5%
29/04/2007	2,3528	17,196	17,394	-1,2%
30/04/2007	2,3528	17,196	17,443	-1,4%
13/05/2007	2,3528	17,196	17,440	-1,4%
14/05/2007	2,3528	17,196	17,391	-1,1%
15/05/2007	2,3528	17,196	17,719	-3,0%
16/05/2007	2,3528	17,196	17,485	-1,7%
17/05/2007	2,3528	17,196	17,374	-1,0%
19/05/2007	2,3528	17,196	17,460	-1,5%
20/05/2007	2,3528	17,196	17,630	-2,5%
21/05/2007	2,3528	17,196	17,708	-3,0%
22/05/2007	2,3528	17,196	17,679	-2,8%
23/05/2007	2,3528	17,196	17,670	-2,8%
24/05/2007	2,3528	17,196	17,426	-1,3%
25/05/2007	2,3528	17,196	17,388	-1,1%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
26/05/2007	2,3528	17,196	17,662	-2,7%
27/05/2007	2,3528	17,196	17,815	-3,6%
28/05/2007	2,3528	17,196	17,515	-1,9%
29/05/2007	2,3528	17,196	17,609	-2,4%
30/05/2007	2,3528	17,196	17,616	-2,4%
31/05/2007	2,3528	17,196	17,414	-1,3%
13/06/2007	2,3528	17,196	17,431	-1,4%
14/06/2007	2,3528	17,196	17,685	-2,8%
15/06/2007	2,3528	17,196	17,629	-2,5%
16/06/2007	2,3528	17,196	17,390	-1,1%
17/06/2007	2,3528	17,196	17,671	-2,8%
18/06/2007	2,3528	17,196	17,809	-3,6%
19/06/2007	2,3528	17,196	17,593	-2,3%
20/06/2007	2,3528	17,196	17,497	-1,8%
21/06/2007	2,3528	17,196	17,771	-3,3%
22/06/2007	2,3528	17,196	17,400	-1,2%
23/06/2007	2,3528	17,196	17,796	-3,5%
24/06/2007	2,3528	17,196	17,722	-3,1%
25/06/2007	2,3528	17,196	17,741	-3,2%
26/06/2007	2,3528	17,196	17,492	-1,7%
27/06/2007	2,3528	17,196	17,701	-2,9%
28/06/2007	2,3528	17,196	17,589	-2,3%
14/07/2007	2,3528	17,196	17,553	-2,1%
20/07/2007	2,3528	17,196	17,577	-2,2%
21/07/2007	2,3528	17,196	17,674	-2,8%
22/07/2007	2,3528	17,196	17,688	-2,9%
28/07/2007	2,3528	17,196	17,798	-3,5%
13/08/2007	2,7707	20,250	20,823	-2,8%
14/08/2007	2,7707	20,250	20,585	-1,7%
16/08/2007	2,7707	20,250	20,472	-1,1%
17/08/2007	2,7707	20,250	20,787	-2,7%
18/08/2007	2,7707	20,250	20,487	-1,2%
19/08/2007	2,7707	20,250	20,960	-3,5%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
20/08/2007	2,7707	20,250	20,818	-2,8%
21/08/2007	2,7707	20,250	20,561	-1,5%
22/08/2007	2,7707	20,250	20,662	-2,0%
23/08/2007	2,7707	20,250	20,504	-1,3%
24/08/2007	2,7707	20,250	20,818	-2,8%
25/08/2007	2,7707	20,250	20,977	-3,6%
26/08/2007	2,7707	20,250	20,749	-2,5%
27/08/2007	2,7707	20,250	20,866	-3,0%
28/08/2007	2,7707	20,250	20,662	-2,0%
29/08/2007	2,7707	20,250	20,720	-2,3%
30/08/2007	2,7707	20,250	20,845	-2,9%
31/08/2007	2,7707	20,250	20,946	-3,4%
14/09/2007	2,7707	20,250	20,668	-2,1%
15/09/2007	2,7707	20,250	20,609	-1,8%
16/09/2007	2,7707	20,250	20,872	-3,1%
17/09/2007	2,7707	20,250	20,780	-2,6%
18/09/2007	2,7707	20,250	20,795	-2,7%
19/09/2007	2,7707	20,250	20,631	-1,9%
20/09/2007	2,7707	20,250	20,458	-1,0%
21/09/2007	2,7707	20,250	20,815	-2,8%
22/09/2007	2,7707	20,250	20,626	-1,9%
23/09/2007	2,7707	20,250	20,592	-1,7%
24/09/2007	2,7707	20,250	20,527	-1,4%
25/09/2007	2,7707	20,250	20,878	-3,1%
26/09/2007	2,7707	20,250	20,736	-2,4%
27/09/2007	2,7707	20,250	20,979	-3,6%
28/09/2007	2,7707	20,250	20,522	-1,3%
29/09/2007	2,7707	20,250	20,738	-2,4%
30/09/2007	2,7707	20,250	20,744	-2,4%
13/10/2007	2,7707	20,250	20,505	-1,3%
14/10/2007	2,7707	20,250	20,634	-1,9%
15/10/2007	2,7707	20,250	20,971	-3,6%
16/10/2007	2,7707	20,250	20,976	-3,6%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
17/10/2007	2,7707	20,250	20,489	-1,2%
18/10/2007	2,7707	20,250	20,893	-3,2%
19/10/2007	2,7707	20,250	20,734	-2,4%
20/10/2007	2,7707	20,250	20,714	-2,3%
21/10/2007	2,7707	20,250	20,480	-1,1%
22/10/2007	2,7707	20,250	20,736	-2,4%
23/10/2007	2,7707	20,250	20,878	-3,1%
24/10/2007	2,7707	20,250	20,971	-3,6%
25/10/2007	2,7707	20,250	20,827	-2,9%
26/10/2007	2,7707	20,250	20,710	-2,3%
27/10/2007	2,7707	20,250	20,547	-1,5%
28/10/2007	2,7707	20,250	20,513	-1,3%
29/10/2007	2,7707	20,250	20,847	-3,0%
30/10/2007	2,7707	20,250	20,515	-1,3%
31/10/2007	2,7707	20,250	20,829	-2,9%
13/11/2007	2,7707	20,250	20,579	-1,6%
14/11/2007	2,7707	20,250	20,587	-1,7%
15/11/2007	2,7707	20,250	20,796	-2,7%
16/11/2007	2,7707	20,250	20,461	-1,0%
17/11/2007	2,7707	20,250	20,565	-1,6%
18/11/2007	2,7707	20,250	20,804	-2,7%
19/11/2007	2,7707	20,250	20,516	-1,3%
20/11/2007	2,7707	20,250	20,467	-1,1%
21/11/2007	2,7707	20,250	20,528	-1,4%
22/11/2007	2,7707	20,250	20,590	-1,7%
23/11/2007	2,7707	20,250	20,476	-1,1%
24/11/2007	2,7707	20,250	20,964	-3,5%
25/11/2007	2,7707	20,250	20,555	-1,5%
26/11/2007	2,7707	20,250	20,535	-1,4%
27/11/2007	2,7707	20,250	20,805	-2,7%
28/11/2007	2,7707	20,250	20,656	-2,0%
29/11/2007	2,7707	20,250	20,879	-3,1%
30/11/2007	2,7707	20,250	20,526	-1,4%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
13/12/2007	2,7707	20,250	20,626	-1,9%
14/12/2007	2,7707	20,250	20,800	-2,7%
16/12/2007	2,7707	20,250	20,478	-1,1%
17/12/2007	2,7707	20,250	20,547	-1,5%
18/12/2007	2,7707	20,250	20,726	-2,4%
19/12/2007	2,7707	20,250	20,478	-1,1%
20/12/2007	2,7707	20,250	20,830	-2,9%
21/12/2007	2,7707	20,250	20,871	-3,1%
22/12/2007	2,7707	20,250	20,791	-2,7%
23/12/2007	2,7707	20,250	20,537	-1,4%
27/12/2007	2,7707	20,250	20,922	-3,3%
28/12/2007	2,7707	20,250	20,588	-1,7%
29/12/2007	2,7707	20,250	20,940	-3,4%
30/12/2007	2,7707	20,250	20,668	-2,1%
31/12/2007	2,7707	20,250	20,705	-2,2%
13/01/2008	2,7707	20,250	20,861	-3,0%
14/01/2008	2,7707	20,250	20,704	-2,2%
15/01/2008	2,7707	20,250	20,793	-2,7%
16/01/2008	2,7707	20,250	20,535	-1,4%
17/01/2008	2,7707	20,250	20,845	-2,9%
18/01/2008	2,7707	20,250	20,975	-3,6%
19/01/2008	2,7707	20,250	20,962	-3,5%
20/01/2008	2,7707	20,250	20,589	-1,7%
21/01/2008	2,7707	20,250	20,573	-1,6%
22/01/2008	2,7707	20,250	20,806	-2,7%
23/01/2008	2,7707	20,250	20,603	-1,7%
24/01/2008	2,7707	20,250	20,694	-2,2%
26/01/2008	2,7707	20,250	20,842	-2,9%
27/01/2008	2,7707	20,250	20,968	-3,5%
28/01/2008	2,7707	20,250	20,477	-1,1%
29/01/2008	2,7707	20,250	20,819	-2,8%
31/01/2008	2,7707	20,250	20,500	-1,2%
13/02/2008	3,6944	27,001	27,571	-2,1%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
15/02/2008	3,6944	27,001	27,342	-1,3%
16/02/2008	3,6944	27,001	27,742	-2,7%
17/02/2008	3,6944	27,001	27,901	-3,3%
18/02/2008	3,6944	27,001	27,479	-1,8%
19/02/2008	3,6944	27,001	27,326	-1,2%
20/02/2008	3,6944	27,001	27,469	-1,7%
23/02/2008	3,6944	27,001	27,450	-1,7%
24/02/2008	3,6944	27,001	27,728	-2,7%
25/02/2008	3,6944	27,001	27,617	-2,3%
26/02/2008	3,6944	27,001	27,623	-2,3%
27/02/2008	3,6944	27,001	27,580	-2,1%
28/02/2008	3,6944	27,001	27,635	-2,3%
29/02/2008	3,6944	27,001	27,486	-1,8%
13/03/2008	3,6944	27,001	27,353	-1,3%
14/03/2008	3,6944	27,001	27,570	-2,1%
15/03/2008	3,6944	27,001	27,288	-1,1%
16/03/2008	3,6944	27,001	27,325	-1,2%
17/03/2008	3,6944	27,001	27,737	-2,7%
18/03/2008	3,6944	27,001	27,677	-2,5%
19/03/2008	3,6944	27,001	27,925	-3,4%
20/03/2008	3,6944	27,001	27,578	-2,1%
21/03/2008	3,6944	27,001	27,292	-1,1%
22/03/2008	3,6944	27,001	27,285	-1,1%
23/03/2008	3,6944	27,001	27,939	-3,5%
24/03/2008	3,6944	27,001	27,546	-2,0%
25/03/2008	3,6944	27,001	27,732	-2,7%
26/03/2008	3,6944	27,001	27,434	-1,6%
27/03/2008	3,6944	27,001	27,708	-2,6%
28/03/2008	3,6944	27,001	27,336	-1,2%
29/03/2008	3,6944	27,001	27,745	-2,8%
30/03/2008	3,6944	27,001	27,309	-1,1%
31/03/2008	3,6944	27,001	27,803	-3,0%
13/04/2008	3,6944	27,001	27,505	-1,9%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
14/04/2008	3,6944	27,001	27,388	-1,4%
15/04/2008	3,6944	27,001	27,958	-3,5%
16/04/2008	3,6944	27,001	27,414	-1,5%
17/04/2008	3,6944	27,001	27,805	-3,0%
18/04/2008	3,6944	27,001	27,892	-3,3%
20/04/2008	3,6944	27,001	27,900	-3,3%
21/04/2008	3,6944	27,001	27,860	-3,2%
22/04/2008	3,6944	27,001	27,555	-2,1%
24/04/2008	3,6944	27,001	27,914	-3,4%
27/04/2008	3,6944	27,001	27,975	-3,6%
28/04/2008	3,6944	27,001	27,891	-3,3%
29/04/2008	3,6944	27,001	27,930	-3,4%
30/04/2008	3,6944	27,001	27,602	-2,2%
13/05/2008	3,6944	27,001	27,804	-3,0%
14/05/2008	3,6944	27,001	27,449	-1,7%
15/05/2008	3,6944	27,001	27,594	-2,2%
16/05/2008	3,6944	27,001	27,827	-3,1%
17/05/2008	3,6944	27,001	27,338	-1,2%
18/05/2008	3,6944	27,001	27,329	-1,2%
19/05/2008	3,6944	27,001	27,591	-2,2%
20/05/2008	3,6944	27,001	27,643	-2,4%
21/05/2008	3,6944	27,001	27,457	-1,7%
22/05/2008	3,6944	27,001	27,965	-3,6%
23/05/2008	3,6944	27,001	27,801	-3,0%
24/05/2008	3,6944	27,001	27,904	-3,3%
25/05/2008	3,6944	27,001	27,727	-2,7%
26/05/2008	3,6944	27,001	27,612	-2,3%
27/05/2008	3,6944	27,001	27,338	-1,3%
28/05/2008	3,6944	27,001	27,315	-1,2%
29/05/2008	3,6944	27,001	27,767	-2,8%
30/05/2008	3,6944	27,001	27,555	-2,1%
31/05/2008	3,6944	27,001	27,887	-3,3%
13/06/2008	3,6944	27,001	27,941	-3,5%



Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
14/06/2008	3,6944	27,001	27,597	-2,2%
15/06/2008	3,6944	27,001	27,353	-1,3%
16/06/2008	3,6944	27,001	27,776	-2,9%
17/06/2008	3,6944	27,001	27,718	-2,7%
18/06/2008	3,6944	27,001	27,925	-3,4%
19/06/2008	3,6944	27,001	27,365	-1,3%
20/06/2008	3,6944	27,001	27,475	-1,8%
21/06/2008	3,6944	27,001	27,297	-1,1%
22/06/2008	3,6944	27,001	27,946	-3,5%
23/06/2008	3,6944	27,001	27,677	-2,5%
24/06/2008	3,6944	27,001	27,863	-3,2%
25/06/2008	3,6944	27,001	27,641	-2,4%
26/06/2008	3,6944	27,001	27,731	-2,7%
27/06/2008	3,6944	27,001	27,537	-2,0%
28/06/2008	3,6944	27,001	27,615	-2,3%
29/06/2008	3,6944	27,001	27,566	-2,1%
30/06/2008	3,6944	27,001	27,634	-2,3%
13/07/2008	3,6944	27,001	27,494	-1,8%
14/07/2008	3,6944	27,001	27,688	-2,5%
15/07/2008	3,6944	27,001	27,403	-1,5%
16/07/2008	3,6944	27,001	27,893	-3,3%
17/07/2008	3,6944	27,001	27,496	-1,8%
18/07/2008	3,6944	27,001	27,710	-2,6%
19/07/2008	3,6944	27,001	27,693	-2,6%
20/07/2008	3,6944	27,001	27,371	-1,4%
21/07/2008	3,6944	27,001	27,454	-1,7%
22/07/2008	3,6944	27,001	27,386	-1,4%
23/07/2008	3,6944	27,001	27,867	-3,2%
24/07/2008	3,6944	27,001	27,356	-1,3%
25/07/2008	3,6944	27,001	27,620	-2,3%
26/07/2008	3,6944	27,001	27,698	-2,6%
27/07/2008	3,6944	27,001	27,803	-3,0%
28/07/2008	3,6944	27,001	27,493	-1,8%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
29/07/2008	3,6944	27,001	27,577	-2,1%
30/07/2008	3,6944	27,001	27,298	-1,1%
31/07/2008	3,6944	27,001	27,765	-2,8%
13/09/2008	4,9750	36,360	37,642	-3,5%
14/09/2008	4,9750	36,360	37,594	-3,4%
15/09/2008	4,9750	36,360	37,061	-1,9%
16/09/2008	4,9750	36,360	37,422	-2,9%
17/09/2008	4,9750	36,360	37,466	-3,0%
18/09/2008	4,9750	36,360	37,207	-2,3%
19/09/2008	4,9750	36,360	37,017	-1,8%
20/09/2008	4,9750	36,360	36,820	-1,3%
21/09/2008	4,9750	36,360	37,502	-3,1%
22/09/2008	4,9750	36,360	36,957	-1,6%
23/09/2008	4,9750	36,360	37,418	-2,9%
24/09/2008	4,9750	36,360	37,466	-3,0%
25/09/2008	4,9750	36,360	37,133	-2,1%
26/09/2008	4,9750	36,360	37,651	-3,6%
27/09/2008	4,9750	36,360	36,732	-1,0%
28/09/2008	4,9750	36,360	37,030	-1,8%
29/09/2008	4,9750	36,360	36,912	-1,5%
30/09/2008	4,9750	36,360	37,075	-2,0%
13/10/2008	4,9750	36,360	36,936	-1,6%
14/10/2008	4,9750	36,360	36,747	-1,1%
15/10/2008	4,9750	36,360	36,941	-1,6%
16/10/2008	4,9750	36,360	37,566	-3,3%
17/10/2008	4,9750	36,360	37,029	-1,8%
18/10/2008	4,9750	36,360	37,547	-3,3%
19/10/2008	4,9750	36,360	37,323	-2,6%
20/10/2008	4,9750	36,360	37,232	-2,4%
21/10/2008	4,9750	36,360	37,208	-2,3%
22/10/2008	4,9750	36,360	37,383	-2,8%
23/10/2008	4,9750	36,360	36,996	-1,7%
24/10/2008	4,9750	36,360	36,805	-1,2%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
25/10/2008	4,9750	36,360	37,401	-2,9%
26/10/2008	4,9750	36,360	37,674	-3,6%
27/10/2008	4,9750	36,360	37,501	-3,1%
28/10/2008	4,9750	36,360	36,865	-1,4%
29/10/2008	4,9750	36,360	37,179	-2,3%
30/10/2008	4,9750	36,360	37,364	-2,8%
31/10/2008	4,9750	36,360	37,321	-2,6%
13/11/2008	4,9750	36,360	36,765	-1,1%
14/11/2008	4,9750	36,360	36,729	-1,0%
15/11/2008	4,9750	36,360	37,010	-1,8%
16/11/2008	4,9750	36,360	37,603	-3,4%
17/11/2008	4,9750	36,360	37,281	-2,5%
18/11/2008	4,9750	36,360	37,654	-3,6%
19/11/2008	4,9750	36,360	37,400	-2,9%
20/11/2008	4,9750	36,360	37,378	-2,8%
21/11/2008	4,9750	36,360	37,592	-3,4%
22/11/2008	4,9750	36,360	37,425	-2,9%
23/11/2008	4,9750	36,360	37,145	-2,2%
24/11/2008	4,9750	36,360	37,015	-1,8%
25/11/2008	4,9750	36,360	37,372	-2,8%
26/11/2008	4,9750	36,360	37,118	-2,1%
27/11/2008	4,9750	36,360	37,562	-3,3%
28/11/2008	4,9750	36,360	36,823	-1,3%
29/11/2008	4,9750	36,360	37,314	-2,6%
30/11/2008	4,9750	36,360	36,916	-1,5%
13/12/2008	4,9750	36,360	37,527	-3,2%
14/12/2008	4,9750	36,360	36,872	-1,4%
15/12/2008	4,9750	36,360	37,533	-3,2%
16/12/2008	4,9750	36,360	37,650	-3,5%
17/12/2008	4,9750	36,360	37,593	-3,4%
18/12/2008	4,9750	36,360	37,426	-2,9%
19/12/2008	4,9750	36,360	37,186	-2,3%
20/12/2008	4,9750	36,360	37,610	-3,4%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
21/12/2008	4,9750	36,360	37,450	-3,0%
22/12/2008	4,9750	36,360	37,296	-2,6%
23/12/2008	4,9750	36,360	37,426	-2,9%
24/12/2008	4,9750	36,360	36,844	-1,3%
25/12/2008	4,9750	36,360	36,914	-1,5%
26/12/2008	4,9750	36,360	37,570	-3,3%
27/12/2008	4,9750	36,360	36,966	-1,7%
28/12/2008	4,9750	36,360	36,905	-1,5%
29/12/2008	4,9750	36,360	37,476	-3,1%
13/01/2009	4,9750	36,360	36,916	-1,5%
14/01/2009	4,9750	36,360	37,273	-2,5%
15/01/2009	4,9750	36,360	37,308	-2,6%
16/01/2009	4,9750	36,360	37,135	-2,1%
17/01/2009	4,9750	36,360	37,479	-3,1%
18/01/2009	4,9750	36,360	36,762	-1,1%
19/01/2009	4,9750	36,360	36,998	-1,8%
20/01/2009	4,9750	36,360	36,812	-1,2%
21/01/2009	4,9750	36,360	37,051	-1,9%
22/01/2009	4,9750	36,360	36,858	-1,4%
23/01/2009	4,9750	36,360	37,588	-3,4%
24/01/2009	4,9750	36,360	36,797	-1,2%
25/01/2009	4,9750	36,360	37,239	-2,4%
26/01/2009	4,9750	36,360	37,179	-2,3%
27/01/2009	4,9750	36,360	37,154	-2,2%
28/01/2009	4,9750	36,360	37,090	-2,0%
29/01/2009	4,9750	36,360	37,139	-2,1%
30/01/2009	4,9750	36,360	37,203	-2,3%
31/01/2009	4,9750	36,360	37,192	-2,3%
13/02/2009	3,3164	24,238	24,639	-1,7%
14/02/2009	3,3164	24,238	24,895	-2,7%
15/02/2009	3,3164	24,238	24,845	-2,5%
16/02/2009	3,3164	24,238	24,771	-2,2%
17/02/2009	3,3164	24,238	24,870	-2,6%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
18/02/2009	3,3164	24,238	24,851	-2,5%
19/02/2009	3,3164	24,238	24,509	-1,1%
20/02/2009	3,3164	24,238	25,096	-3,5%
21/02/2009	3,3164	24,238	24,570	-1,4%
23/02/2009	3,3164	24,238	24,754	-2,1%
24/02/2009	3,3164	24,238	25,065	-3,4%
25/02/2009	3,3164	24,238	24,712	-2,0%
26/02/2009	3,3164	24,238	24,816	-2,4%
27/02/2009	3,3164	24,238	24,737	-2,1%
28/02/2009	3,3164	24,238	24,870	-2,6%
13/03/2009	3,3164	24,238	24,593	-1,5%
14/03/2009	3,3164	24,238	24,588	-1,4%
15/03/2009	3,3164	24,238	24,777	-2,2%
16/03/2009	3,3164	24,238	25,072	-3,4%
17/03/2009	3,3164	24,238	25,063	-3,4%
18/03/2009	3,3164	24,238	24,983	-3,1%
19/03/2009	3,3164	24,238	24,954	-3,0%
20/03/2009	3,3164	24,238	24,558	-1,3%
21/03/2009	3,3164	24,238	25,060	-3,4%
22/03/2009	3,3164	24,238	24,623	-1,6%
23/03/2009	3,3164	24,238	24,772	-2,2%
24/03/2009	3,3164	24,238	24,836	-2,5%
25/03/2009	3,3164	24,238	24,676	-1,8%
26/03/2009	3,3164	24,238	25,058	-3,4%
27/03/2009	3,3164	24,238	24,796	-2,3%
28/03/2009	3,3164	24,238	25,111	-3,6%
29/03/2009	3,3164	24,238	24,755	-2,1%
30/03/2009	3,3164	24,238	24,999	-3,1%
31/03/2009	3,3164	24,238	24,950	-2,9%
13/04/2009	3,3164	24,238	24,975	-3,0%
14/04/2009	3,3164	24,238	24,621	-1,6%
15/04/2009	3,3164	24,238	24,507	-1,1%
16/04/2009	3,3164	24,238	24,967	-3,0%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
17/04/2009	3,3164	24,238	25,028	-3,3%
18/04/2009	3,3164	24,238	24,831	-2,4%
19/04/2009	3,3164	24,238	24,805	-2,3%
20/04/2009	3,3164	24,238	24,780	-2,2%
21/04/2009	3,3164	24,238	24,998	-3,1%
22/04/2009	3,3164	24,238	24,599	-1,5%
23/04/2009	3,3164	24,238	24,607	-1,5%
24/04/2009	3,3164	24,238	24,553	-1,3%
25/04/2009	3,3164	24,238	24,947	-2,9%
26/04/2009	3,3164	24,238	24,740	-2,1%
27/04/2009	3,3164	24,238	24,971	-3,0%
28/04/2009	3,3164	24,238	25,086	-3,5%
29/04/2009	3,3164	24,238	24,753	-2,1%
14/05/2009	3,3164	24,238	24,536	-1,2%
16/05/2009	3,3164	24,238	24,859	-2,6%
17/05/2009	3,3164	24,238	24,946	-2,9%
20/05/2009	3,3164	24,238	24,636	-1,6%
21/05/2009	3,3164	24,238	24,640	-1,7%
22/05/2009	3,3164	24,238	24,563	-1,3%
23/05/2009	3,3164	24,238	24,649	-1,7%
25/05/2009	3,3164	24,238	24,690	-1,9%
26/05/2009	3,3164	24,238	25,029	-3,3%
29/05/2009	3,3164	24,238	24,703	-1,9%
13/06/2009	3,3164	24,238	24,596	-1,5%
14/06/2009	3,3164	24,238	24,528	-1,2%
15/06/2009	3,3164	24,238	24,805	-2,3%
16/06/2009	3,3164	24,238	24,633	-1,6%
17/06/2009	3,3164	24,238	24,533	-1,2%
18/06/2009	3,3164	24,238	24,920	-2,8%
19/06/2009	3,3164	24,238	24,844	-2,5%
20/06/2009	3,3164	24,238	24,697	-1,9%
21/06/2009	3,3164	24,238	24,993	-3,1%
22/06/2009	3,3164	24,238	24,514	-1,1%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
23/06/2009	3,3164	24,238	24,637	-1,6%
24/06/2009	3,3164	24,238	24,628	-1,6%
25/06/2009	3,3164	24,238	24,537	-1,2%
26/06/2009	3,3164	24,238	24,755	-2,1%
27/06/2009	3,3164	24,238	25,090	-3,5%
28/06/2009	3,3164	24,238	25,066	-3,4%
29/06/2009	3,3164	24,238	24,666	-1,8%
30/06/2009	3,3164	24,238	24,733	-2,0%
13/07/2009	3,3164	24,238	24,542	-1,3%
14/07/2009	3,3164	24,238	24,543	-1,3%
15/07/2009	3,3164	24,238	25,107	-3,6%
16/07/2009	3,3164	24,238	25,105	-3,6%
17/07/2009	3,3164	24,238	24,515	-1,1%
18/07/2009	3,3164	24,238	24,529	-1,2%
19/07/2009	3,3164	24,238	24,776	-2,2%
20/07/2009	3,3164	24,238	24,919	-2,8%
21/07/2009	3,3164	24,238	24,790	-2,3%
22/07/2009	3,3164	24,238	24,579	-1,4%
23/07/2009	3,3164	24,238	24,848	-2,5%
24/07/2009	3,3164	24,238	24,485	-1,0%
25/07/2009	3,3164	24,238	24,602	-1,5%
26/07/2009	3,3164	24,238	24,945	-2,9%
27/07/2009	3,3164	24,238	24,649	-1,7%
29/07/2009	3,3164	24,238	24,957	-3,0%
30/07/2009	3,3164	24,238	24,629	-1,6%
31/07/2009	3,3164	24,238	24,967	-3,0%
13/08/2009	2,8410	20,764	21,473	-3,4%
14/08/2009	2,8410	20,764	21,408	-3,1%
15/08/2009	2,8410	20,764	21,479	-3,4%
16/08/2009	2,8410	20,764	21,114	-1,7%
17/08/2009	2,8410	20,764	21,347	-2,8%
18/08/2009	2,8410	20,764	21,294	-2,6%
19/08/2009	2,8410	20,764	21,319	-2,7%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
20/08/2009	2,8410	20,764	21,420	-3,2%
21/08/2009	2,8410	20,764	20,998	-1,1%
24/08/2009	2,8410	20,764	21,334	-2,7%
26/08/2009	2,8410	20,764	21,032	-1,3%
27/08/2009	2,8410	20,764	21,294	-2,6%
28/08/2009	2,8410	20,764	21,024	-1,3%
29/08/2009	2,8410	20,764	20,998	-1,1%
30/08/2009	2,8410	20,764	21,122	-1,7%
31/08/2009	2,8410	20,764	21,114	-1,7%
13/09/2009	2,8410	20,764	21,171	-2,0%
14/09/2009	2,8410	20,764	21,281	-2,5%
17/09/2009	2,8410	20,764	21,387	-3,0%
22/09/2009	2,8410	20,764	20,985	-1,1%
24/09/2009	2,8410	20,764	21,212	-2,2%
27/09/2009	2,8410	20,764	21,309	-2,6%
29/09/2009	2,8410	20,764	21,325	-2,7%
17/10/2009	2,8410	20,764	21,013	-1,2%
19/10/2009	2,8410	20,764	21,117	-1,7%
20/10/2009	2,8410	20,764	21,309	-2,6%
22/10/2009	2,8410	20,764	21,076	-1,5%
25/10/2009	2,8410	20,764	21,114	-1,7%
30/10/2009	2,8410	20,764	21,188	-2,0%
31/10/2009	2,8410	20,764	20,983	-1,1%
14/11/2009	2,8410	20,764	21,269	-2,4%
15/11/2009	2,8410	20,764	21,165	-1,9%
16/11/2009	2,8410	20,764	21,018	-1,2%
17/11/2009	2,8410	20,764	21,047	-1,4%
18/11/2009	2,8410	20,764	21,510	-3,6%
20/11/2009	2,8410	20,764	21,304	-2,6%
22/11/2009	2,8410	20,764	21,367	-2,9%
23/11/2009	2,8410	20,764	21,476	-3,4%
24/11/2009	2,8410	20,764	21,358	-2,9%
25/11/2009	2,8410	20,764	21,342	-2,8%



Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
26/11/2009	2,8410	20,764	21,132	-1,8%
27/11/2009	2,8410	20,764	21,007	-1,2%
28/11/2009	2,8410	20,764	21,287	-2,5%
29/11/2009	2,8410	20,764	21,001	-1,1%
30/11/2009	2,8410	20,764	21,063	-1,4%
14/12/2009	2,8410	20,764	21,146	-1,8%
15/12/2009	2,8410	20,764	21,365	-2,9%
16/12/2009	2,8410	20,764	21,108	-1,7%
17/12/2009	2,8410	20,764	21,348	-2,8%
18/12/2009	2,8410	20,764	21,126	-1,7%
19/12/2009	2,8410	20,764	20,995	-1,1%
20/12/2009	2,8410	20,764	21,300	-2,6%
21/12/2009	2,8410	20,764	21,340	-2,8%
22/12/2009	2,8410	20,764	21,439	-3,3%
23/12/2009	2,8410	20,764	21,056	-1,4%
24/12/2009	2,8410	20,764	21,506	-3,6%
28/12/2009	2,8410	20,764	21,328	-2,7%
29/12/2009	2,8410	20,764	21,510	-3,6%
30/12/2009	2,8410	20,764	21,375	-2,9%
31/12/2009	2,8410	20,764	21,240	-2,3%
13/01/2010	2,8410	20,764	21,204	-2,1%
15/01/2010	2,8410	20,764	21,086	-1,6%
21/01/2010	2,8410	20,764	21,239	-2,3%
22/01/2010	2,8410	20,764	21,268	-2,4%
27/01/2010	2,8410	20,764	21,090	-1,6%
28/01/2010	2,8410	20,764	21,428	-3,2%
31/01/2010	2,8410	20,764	21,448	-3,3%
13/02/2010	3,3820	24,718	25,211	-2,0%
14/02/2010	3,3820	24,718	25,176	-1,9%
18/02/2010	3,3820	24,718	25,089	-1,5%
20/02/2010	3,3820	24,718	25,233	-2,1%
21/02/2010	3,3820	24,718	25,502	-3,2%
28/02/2010	3,3820	24,718	25,391	-2,7%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
23/03/2010	3,3820	24,718	25,309	-2,4%
30/03/2010	3,3820	24,718	25,319	-2,4%
31/03/2010	3,3820	24,718	25,326	-2,5%
17/04/2010	3,3820	24,718	25,194	-1,9%
25/04/2010	3,3820	24,718	25,264	-2,2%
26/04/2010	3,3820	24,718	25,410	-2,8%
28/04/2010	3,3820	24,718	25,251	-2,2%
13/05/2010	3,3820	24,718	25,344	-2,5%
19/05/2010	3,3820	24,718	25,534	-3,3%
29/05/2010	3,3820	24,718	25,098	-1,5%
30/05/2010	3,3820	24,718	25,013	-1,2%
13/06/2010	3,3820	24,718	25,553	-3,4%
14/06/2010	3,3820	24,718	25,154	-1,8%
15/06/2010	3,3820	24,718	25,150	-1,8%
16/06/2010	3,3820	24,718	25,222	-2,0%
17/06/2010	3,3820	24,718	25,209	-2,0%
18/06/2010	3,3820	24,718	25,582	-3,5%
19/06/2010	3,3820	24,718	25,183	-1,9%
20/06/2010	3,3820	24,718	25,059	-1,4%
21/06/2010	3,3820	24,718	25,396	-2,7%
22/06/2010	3,3820	24,718	25,060	-1,4%
23/06/2010	3,3820	24,718	25,377	-2,7%
24/06/2010	3,3820	24,718	25,111	-1,6%
25/06/2010	3,3820	24,718	25,613	-3,6%
26/06/2010	3,3820	24,718	25,155	-1,8%
27/06/2010	3,3820	24,718	25,253	-2,2%
28/06/2010	3,3820	24,718	25,255	-2,2%
29/06/2010	3,3820	24,718	25,411	-2,8%
30/06/2010	3,3820	24,718	25,110	-1,6%
13/07/2010	3,3820	24,718	25,159	-1,8%
14/07/2010	3,3820	24,718	25,042	-1,3%
15/07/2010	3,3820	24,718	25,063	-1,4%
16/07/2010	3,3820	24,718	25,171	-1,8%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
17/07/2010	3,3820	24,718	25,420	-2,8%
18/07/2010	3,3820	24,718	25,151	-1,8%
19/07/2010	3,3820	24,718	25,408	-2,8%
20/07/2010	3,3820	24,718	25,214	-2,0%
21/07/2010	3,3820	24,718	25,490	-3,1%
22/07/2010	3,3820	24,718	25,174	-1,8%
23/07/2010	3,3820	24,718	25,479	-3,1%
24/07/2010	3,3820	24,718	25,148	-1,7%
25/07/2010	3,3820	24,718	25,048	-1,3%
26/07/2010	3,3820	24,718	25,197	-1,9%
27/07/2010	3,3820	24,718	24,995	-1,1%
28/07/2010	3,3820	24,718	24,993	-1,1%
29/07/2010	3,3820	24,718	25,399	-2,8%
30/07/2010	3,3820	24,718	25,422	-2,8%
31/07/2010	3,3820	24,718	25,091	-1,5%
13/08/2010	3,4380	25,127	25,740	-2,4%
14/08/2010	3,4380	25,127	25,542	-1,7%
15/08/2010	3,4380	25,127	26,016	-3,5%
16/08/2010	3,4380	25,127	25,793	-2,7%
17/08/2010	3,4380	25,127	25,692	-2,3%
18/08/2010	3,4380	25,127	25,690	-2,2%
19/08/2010	3,4380	25,127	25,837	-2,8%
20/08/2010	3,4380	25,127	25,601	-1,9%
21/08/2010	3,4380	25,127	25,904	-3,1%
22/08/2010	3,4380	25,127	25,420	-1,2%
23/08/2010	3,4380	25,127	25,398	-1,1%
24/08/2010	3,4380	25,127	25,591	-1,8%
25/08/2010	3,4380	25,127	25,643	-2,1%
28/08/2010	3,4380	25,127	25,483	-1,4%
29/08/2010	3,4380	25,127	25,430	-1,2%
30/08/2010	3,4380	25,127	25,498	-1,5%
31/08/2010	3,4380	25,127	25,893	-3,1%
13/09/2010	3,4380	25,127	25,412	-1,1%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
14/09/2010	3,4380	25,127	25,582	-1,8%
15/09/2010	3,4380	25,127	25,809	-2,7%
16/09/2010	3,4380	25,127	25,560	-1,7%
17/09/2010	3,4380	25,127	25,421	-1,2%
18/09/2010	3,4380	25,127	25,859	-2,9%
19/09/2010	3,4380	25,127	26,006	-3,5%
20/09/2010	3,4380	25,127	25,399	-1,1%
21/09/2010	3,4380	25,127	25,956	-3,3%
24/09/2010	3,4380	25,127	25,498	-1,5%
25/09/2010	3,4380	25,127	25,606	-1,9%
26/09/2010	3,4380	25,127	25,498	-1,5%
27/09/2010	3,4380	25,127	25,669	-2,2%
28/09/2010	3,4380	25,127	25,703	-2,3%
29/09/2010	3,4380	25,127	25,816	-2,7%
30/09/2010	3,4380	25,127	25,863	-2,9%
13/10/2010	3,4380	25,127	25,841	-2,8%
14/10/2010	3,4380	25,127	25,583	-1,8%
15/10/2010	3,4380	25,127	25,629	-2,0%
16/10/2010	3,4380	25,127	25,776	-2,6%
17/10/2010	3,4380	25,127	25,738	-2,4%
18/10/2010	3,4380	25,127	25,999	-3,5%
19/10/2010	3,4380	25,127	25,519	-1,6%
20/10/2010	3,4380	25,127	26,028	-3,6%
21/10/2010	3,4380	25,127	25,454	-1,3%
22/10/2010	3,4380	25,127	25,736	-2,4%
23/10/2010	3,4380	25,127	25,979	-3,4%
24/10/2010	3,4380	25,127	25,458	-1,3%
25/10/2010	3,4380	25,127	25,812	-2,7%
26/10/2010	3,4380	25,127	25,576	-1,8%
27/10/2010	3,4380	25,127	25,728	-2,4%
28/10/2010	3,4380	25,127	25,570	-1,8%
29/10/2010	3,4380	25,127	25,629	-2,0%
30/10/2010	3,4380	25,127	25,562	-1,7%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
31/10/2010	3,4380	25,127	25,985	-3,4%
13/11/2010	3,4380	25,127	25,979	-3,4%
14/11/2010	3,4380	25,127	25,870	-3,0%
15/11/2010	3,4380	25,127	25,746	-2,5%
16/11/2010	3,4380	25,127	25,498	-1,5%
17/11/2010	3,4380	25,127	25,537	-1,6%
18/11/2010	3,4380	25,127	25,426	-1,2%
19/11/2010	3,4380	25,127	25,458	-1,3%
20/11/2010	3,4380	25,127	25,729	-2,4%
21/11/2010	3,4380	25,127	25,958	-3,3%
22/11/2010	3,4380	25,127	25,818	-2,7%
23/11/2010	3,4380	25,127	25,918	-3,1%
24/11/2010	3,4380	25,127	25,765	-2,5%
25/11/2010	3,4380	25,127	26,005	-3,5%
26/11/2010	3,4380	25,127	25,532	-1,6%
27/11/2010	3,4380	25,127	25,962	-3,3%
28/11/2010	3,4380	25,127	25,642	-2,1%
29/11/2010	3,4380	25,127	25,625	-2,0%
30/11/2010	3,4380	25,127	25,922	-3,2%
13/12/2010	3,4380	25,127	25,410	-1,1%
14/12/2010	3,4380	25,127	25,740	-2,4%
15/12/2010	3,4380	25,127	25,980	-3,4%
16/12/2010	3,4380	25,127	25,724	-2,4%
17/12/2010	3,4380	25,127	25,389	-1,0%
18/12/2010	3,4380	25,127	25,388	-1,0%
19/12/2010	3,4380	25,127	25,411	-1,1%
20/12/2010	3,4380	25,127	25,727	-2,4%
21/12/2010	3,4380	25,127	25,613	-1,9%
22/12/2010	3,4380	25,127	25,777	-2,6%
23/12/2010	3,4380	25,127	25,859	-2,9%
24/12/2010	3,4380	25,127	25,694	-2,3%
25/12/2010	3,4380	25,127	25,869	-3,0%
26/12/2010	3,4380	25,127	25,862	-2,9%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
27/12/2010	3,4380	25,127	25,759	-2,5%
28/12/2010	3,4380	25,127	26,003	-3,5%
29/12/2010	3,4380	25,127	25,989	-3,4%
30/12/2010	3,4380	25,127	25,487	-1,4%
31/12/2010	3,4380	25,127	25,851	-2,9%
13/07/2011	3,4380	25,127	25,487	-1,4%
14/07/2011	3,4380	25,127	25,933	-3,2%
15/07/2011	3,4380	25,127	25,546	-1,7%
16/07/2011	3,4380	25,127	25,869	-3,0%
17/07/2011	3,4380	25,127	25,977	-3,4%
18/07/2011	3,4380	25,127	25,517	-1,6%
19/07/2011	3,4380	25,127	25,525	-1,6%
20/07/2011	3,4380	25,127	25,827	-2,8%
21/07/2011	3,4380	25,127	25,559	-1,7%
22/07/2011	3,4380	25,127	25,631	-2,0%
23/07/2011	3,4380	25,127	25,487	-1,4%
24/07/2011	3,4380	25,127	25,739	-2,4%
25/07/2011	3,4380	25,127	25,518	-1,6%
26/07/2011	3,4380	25,127	25,802	-2,7%
27/07/2011	3,4380	25,127	25,874	-3,0%
28/07/2011	3,4380	25,127	25,853	-2,9%
29/07/2011	3,4380	25,127	25,471	-1,4%
30/07/2011	3,4380	25,127	25,822	-2,8%
31/07/2011	3,4380	25,127	25,405	-1,1%
13/08/2011	3,4730	25,383	25,653	-1,1%
14/08/2011	3,4730	25,383	25,942	-2,2%
15/08/2011	3,4730	25,383	26,240	-3,4%
16/08/2011	3,4730	25,383	25,813	-1,7%
17/08/2011	3,4730	25,383	26,299	-3,6%
18/08/2011	3,4730	25,383	25,770	-1,5%
19/08/2011	3,4730	25,383	25,716	-1,3%
20/08/2011	3,4730	25,383	26,191	-3,2%
21/08/2011	3,4730	25,383	26,008	-2,5%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
22/08/2011	3,4730	25,383	25,772	-1,5%
23/08/2011	3,4730	25,383	25,661	-1,1%
28/08/2011	3,4730	25,383	26,009	-2,5%
29/08/2011	3,4730	25,383	26,182	-3,1%
30/08/2011	3,4730	25,383	25,661	-1,1%
31/08/2011	3,4730	25,383	26,032	-2,6%
13/09/2011	3,4730	25,383	25,887	-2,0%
14/09/2011	3,4730	25,383	26,064	-2,7%
15/09/2011	3,4730	25,383	25,716	-1,3%
16/09/2011	3,4730	25,383	25,735	-1,4%
17/09/2011	3,4730	25,383	26,050	-2,6%
18/09/2011	3,4730	25,383	25,902	-2,0%
19/09/2011	3,4730	25,383	25,649	-1,0%
20/09/2011	3,4730	25,383	25,659	-1,1%
21/09/2011	3,4730	25,383	25,670	-1,1%
22/09/2011	3,4730	25,383	25,853	-1,9%
23/09/2011	3,4730	25,383	25,769	-1,5%
24/09/2011	3,4730	25,383	25,788	-1,6%
25/09/2011	3,4730	25,383	26,088	-2,8%
26/09/2011	3,4730	25,383	25,935	-2,2%
27/09/2011	3,4730	25,383	25,708	-1,3%
28/09/2011	3,4730	25,383	25,804	-1,7%
29/09/2011	3,4730	25,383	26,303	-3,6%
30/09/2011	3,4730	25,383	25,770	-1,5%
13/10/2011	3,4730	25,383	25,935	-2,2%
14/10/2011	3,4730	25,383	25,980	-2,4%
15/10/2011	3,4730	25,383	26,193	-3,2%
16/10/2011	3,4730	25,383	26,112	-2,9%
17/10/2011	3,4730	25,383	25,848	-1,8%
18/10/2011	3,4730	25,383	25,806	-1,7%
19/10/2011	3,4730	25,383	26,200	-3,2%
20/10/2011	3,4730	25,383	25,862	-1,9%
21/10/2011	3,4730	25,383	26,208	-3,3%

Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
22/10/2011	3,4730	25,383	26,197	-3,2%
23/10/2011	3,4730	25,383	25,739	-1,4%
24/10/2011	3,4730	25,383	26,267	-3,5%
25/10/2011	3,4730	25,383	26,203	-3,2%
26/10/2011	3,4730	25,383	26,107	-2,9%
27/10/2011	3,4730	25,383	25,958	-2,3%
28/10/2011	3,4730	25,383	25,662	-1,1%
29/10/2011	3,4730	25,383	26,020	-2,5%
30/10/2011	3,4730	25,383	25,914	-2,1%
31/10/2011	3,4730	25,383	26,029	-2,5%
13/11/2011	3,4730	25,383	26,000	-2,4%
14/11/2011	3,4730	25,383	25,711	-1,3%
15/11/2011	3,4730	25,383	26,208	-3,3%
16/11/2011	3,4730	25,383	26,062	-2,7%
17/11/2011	3,4730	25,383	25,675	-1,2%
18/11/2011	3,4730	25,383	26,157	-3,0%
19/11/2011	3,4730	25,383	25,855	-1,9%
20/11/2011	3,4730	25,383	25,654	-1,1%
21/11/2011	3,4730	25,383	26,298	-3,6%
22/11/2011	3,4730	25,383	25,679	-1,2%
23/11/2011	3,4730	25,383	26,285	-3,6%
24/11/2011	3,4730	25,383	25,659	-1,1%
25/11/2011	3,4730	25,383	26,185	-3,2%
26/11/2011	3,4730	25,383	25,903	-2,1%
27/11/2011	3,4730	25,383	26,132	-3,0%
28/11/2011	3,4730	25,383	25,948	-2,2%
29/11/2011	3,4730	25,383	26,245	-3,4%
30/11/2011	3,4730	25,383	25,958	-2,3%
13/12/2011	3,4730	25,383	25,945	-2,2%
14/12/2011	3,4730	25,383	25,764	-1,5%
15/12/2011	3,4730	25,383	25,657	-1,1%
16/12/2011	3,4730	25,383	25,959	-2,3%
17/12/2011	3,4730	25,383	25,734	-1,4%



Fecha	Precio (USD/MBTU)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 46,689%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
18/12/2011	3,4730	25,383	25,839	-1,8%
19/12/2011	3,4730	25,383	25,895	-2,0%
20/12/2011	3,4730	25,383	25,699	-1,2%
21/12/2011	3,4730	25,383	26,144	-3,0%
22/12/2011	3,4730	25,383	25,659	-1,1%
23/12/2011	3,4730	25,383	25,696	-1,2%
24/12/2011	3,4730	25,383	26,114	-2,9%
25/12/2011	3,4730	25,383	25,983	-2,4%
26/12/2011	3,4730	25,383	25,707	-1,3%
27/12/2011	3,4730	25,383	25,648	-1,0%
28/12/2011	3,4730	25,383	25,990	-2,4%
29/12/2011	3,4730	25,383	25,879	-2,0%
30/12/2011	3,4730	25,383	26,204	-3,2%
31/12/2011	3,4730	25,383	26,129	-2,9%

Tabla 35. Validación modelo CSC asociado al carbón.

**Costo Variable de Suministro de Combustible Carbón Planta B**

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
14/01/2007	47,55	21,137	21,430	-1,4%
15/01/2007	47,55	21,137	21,606	-2,2%
16/01/2007	47,55	21,137	21,538	-1,9%
17/01/2007	47,55	21,137	21,556	-2,0%
18/01/2007	47,55	21,137	21,552	-2,0%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
19/01/2007	47,55	21,137	21,481	-1,6%
21/01/2007	47,55	21,137	21,470	-1,6%
22/01/2007	47,55	21,137	21,630	-2,3%
23/01/2007	47,55	21,137	21,511	-1,8%
24/01/2007	47,55	21,137	21,492	-1,7%
25/01/2007	47,55	21,137	21,766	-3,0%
26/01/2007	47,55	21,137	21,677	-2,6%
27/01/2007	47,55	21,137	21,377	-1,1%
28/01/2007	47,55	21,137	21,568	-2,0%
29/01/2007	47,55	21,137	21,389	-1,2%
30/01/2007	47,55	21,137	21,433	-1,4%
31/01/2007	47,55	21,137	21,688	-2,6%
13/02/2007	46,52	20,679	21,237	-2,7%
14/02/2007	46,52	20,679	21,252	-2,8%
15/02/2007	46,52	20,679	21,033	-1,7%
16/02/2007	46,52	20,679	21,310	-3,1%
17/02/2007	46,52	20,679	21,189	-2,5%
19/02/2007	46,52	20,679	21,088	-2,0%
20/02/2007	46,52	20,679	21,252	-2,8%
21/02/2007	46,52	20,679	21,034	-1,7%
22/02/2007	46,52	20,679	21,029	-1,7%
23/02/2007	46,52	20,679	21,095	-2,0%
24/02/2007	46,52	20,679	20,902	-1,1%
27/02/2007	46,52	20,679	20,925	-1,2%
28/02/2007	46,52	20,679	20,900	-1,1%
13/03/2007	48,49	21,554	22,075	-2,4%
14/03/2007	48,49	21,554	21,849	-1,4%
15/03/2007	48,49	21,554	22,133	-2,7%
16/03/2007	48,49	21,554	21,902	-1,6%
17/03/2007	48,49	21,554	21,915	-1,7%
18/03/2007	48,49	21,554	21,971	-1,9%
20/03/2007	48,49	21,554	22,109	-2,6%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
21/03/2007	48,49	21,554	22,076	-2,4%
22/03/2007	48,49	21,554	21,972	-1,9%
23/03/2007	48,49	21,554	22,127	-2,7%
24/03/2007	48,49	21,554	21,813	-1,2%
25/03/2007	48,49	21,554	22,066	-2,4%
26/03/2007	48,49	21,554	21,782	-1,1%
27/03/2007	48,49	21,554	22,089	-2,5%
28/03/2007	48,49	21,554	21,828	-1,3%
29/03/2007	48,49	21,554	21,958	-1,9%
30/03/2007	48,49	21,554	22,137	-2,7%
31/03/2007	48,49	21,554	21,963	-1,9%
13/04/2007	47,55	21,137	21,556	-2,0%
14/04/2007	47,55	21,137	21,386	-1,2%
15/04/2007	47,55	21,137	21,734	-2,8%
16/04/2007	47,55	21,137	21,576	-2,1%
17/04/2007	47,55	21,137	21,570	-2,1%
18/04/2007	47,55	21,137	21,666	-2,5%
19/04/2007	47,55	21,137	21,350	-1,0%
20/04/2007	47,55	21,137	21,571	-2,1%
21/04/2007	47,55	21,137	21,777	-3,0%
22/04/2007	47,55	21,137	21,731	-2,8%
23/04/2007	47,55	21,137	21,692	-2,6%
24/04/2007	47,55	21,137	21,637	-2,4%
25/04/2007	47,55	21,137	21,480	-1,6%
26/04/2007	47,55	21,137	21,647	-2,4%
27/04/2007	47,55	21,137	21,628	-2,3%
28/04/2007	47,55	21,137	21,618	-2,3%
29/04/2007	47,55	21,137	21,531	-1,9%
30/04/2007	47,55	21,137	21,468	-1,6%
13/05/2007	46,92	20,856	21,284	-2,0%
14/05/2007	46,92	20,856	21,226	-1,8%
15/05/2007	46,92	20,856	21,120	-1,3%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
16/05/2007	46,92	20,856	21,285	-2,1%
17/05/2007	46,92	20,856	21,085	-1,1%
19/05/2007	46,92	20,856	21,396	-2,6%
20/05/2007	46,92	20,856	21,159	-1,4%
21/05/2007	46,92	20,856	21,120	-1,3%
22/05/2007	46,92	20,856	21,160	-1,5%
23/05/2007	46,92	20,856	21,408	-2,6%
24/05/2007	46,92	20,856	21,442	-2,8%
25/05/2007	46,92	20,856	21,277	-2,0%
26/05/2007	46,92	20,856	21,403	-2,6%
27/05/2007	46,92	20,856	21,317	-2,2%
28/05/2007	46,92	20,856	21,135	-1,3%
29/05/2007	46,92	20,856	21,222	-1,8%
30/05/2007	46,92	20,856	21,285	-2,1%
31/05/2007	46,92	20,856	21,420	-2,7%
13/06/2007	47,27	21,012	21,559	-2,6%
14/06/2007	47,27	21,012	21,364	-1,7%
15/06/2007	47,27	21,012	21,504	-2,3%
16/06/2007	47,27	21,012	21,375	-1,7%
17/06/2007	47,27	21,012	21,318	-1,5%
18/06/2007	47,27	21,012	21,310	-1,4%
19/06/2007	47,27	21,012	21,264	-1,2%
20/06/2007	47,27	21,012	21,539	-2,5%
21/06/2007	47,27	21,012	21,304	-1,4%
22/06/2007	47,27	21,012	21,470	-2,2%
23/06/2007	47,27	21,012	21,463	-2,1%
24/06/2007	47,27	21,012	21,465	-2,2%
25/06/2007	47,27	21,012	21,448	-2,1%
26/06/2007	47,27	21,012	21,589	-2,7%
27/06/2007	47,27	21,012	21,518	-2,4%
28/06/2007	47,27	21,012	21,617	-2,9%
14/07/2007	49,52	22,012	22,265	-1,1%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
20/07/2007	49,52	22,012	22,615	-2,7%
21/07/2007	49,52	22,012	22,373	-1,6%
22/07/2007	49,52	22,012	22,386	-1,7%
28/07/2007	49,52	22,012	22,638	-2,8%
13/08/2007	48,42	21,523	22,061	-2,5%
14/08/2007	48,42	21,523	21,881	-1,7%
16/08/2007	48,42	21,523	22,112	-2,7%
17/08/2007	48,42	21,523	22,153	-2,9%
18/08/2007	48,42	21,523	21,808	-1,3%
19/08/2007	48,42	21,523	21,917	-1,8%
20/08/2007	48,42	21,523	22,112	-2,7%
21/08/2007	48,42	21,523	21,904	-1,8%
22/08/2007	48,42	21,523	21,945	-2,0%
23/08/2007	48,42	21,523	21,747	-1,0%
24/08/2007	48,42	21,523	21,802	-1,3%
25/08/2007	48,42	21,523	22,093	-2,6%
26/08/2007	48,42	21,523	22,071	-2,5%
27/08/2007	48,42	21,523	21,787	-1,2%
28/08/2007	48,42	21,523	22,118	-2,8%
29/08/2007	48,42	21,523	22,170	-3,0%
30/08/2007	48,42	21,523	21,912	-1,8%
31/08/2007	48,42	21,523	22,155	-2,9%
14/09/2007	49,83	22,150	22,378	-1,0%
15/09/2007	49,83	22,150	22,569	-1,9%
16/09/2007	49,83	22,150	22,520	-1,7%
17/09/2007	49,83	22,150	22,386	-1,1%
18/09/2007	49,83	22,150	22,556	-1,8%
19/09/2007	49,83	22,150	22,488	-1,5%
20/09/2007	49,83	22,150	22,757	-2,7%
21/09/2007	49,83	22,150	22,605	-2,1%
22/09/2007	49,83	22,150	22,649	-2,3%
23/09/2007	49,83	22,150	22,680	-2,4%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
24/09/2007	49,83	22,150	22,722	-2,6%
25/09/2007	49,83	22,150	22,821	-3,0%
26/09/2007	49,83	22,150	22,674	-2,4%
27/09/2007	49,83	22,150	22,430	-1,3%
28/09/2007	49,83	22,150	22,577	-1,9%
29/09/2007	49,83	22,150	22,442	-1,3%
30/09/2007	49,83	22,150	22,405	-1,2%
13/10/2007	50,48	22,439	22,740	-1,3%
14/10/2007	50,48	22,439	22,697	-1,2%
15/10/2007	50,48	22,439	22,976	-2,4%
16/10/2007	50,48	22,439	23,047	-2,7%
17/10/2007	50,48	22,439	22,908	-2,1%
18/10/2007	50,48	22,439	22,730	-1,3%
19/10/2007	50,48	22,439	22,872	-1,9%
20/10/2007	50,48	22,439	22,850	-1,8%
21/10/2007	50,48	22,439	23,061	-2,8%
22/10/2007	50,48	22,439	22,854	-1,9%
23/10/2007	50,48	22,439	22,859	-1,9%
24/10/2007	50,48	22,439	23,131	-3,1%
25/10/2007	50,48	22,439	22,829	-1,7%
26/10/2007	50,48	22,439	22,694	-1,1%
27/10/2007	50,48	22,439	23,063	-2,8%
28/10/2007	50,48	22,439	22,873	-1,9%
29/10/2007	50,48	22,439	23,005	-2,5%
30/10/2007	50,48	22,439	22,809	-1,6%
31/10/2007	50,48	22,439	22,693	-1,1%
13/11/2007	48,41	21,519	22,173	-3,0%
14/11/2007	48,41	21,519	21,808	-1,3%
15/11/2007	48,41	21,519	22,092	-2,7%
16/11/2007	48,41	21,519	22,120	-2,8%
17/11/2007	48,41	21,519	21,785	-1,2%
18/11/2007	48,41	21,519	22,036	-2,4%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
19/11/2007	48,41	21,519	21,983	-2,2%
20/11/2007	48,41	21,519	21,955	-2,0%
21/11/2007	48,41	21,519	21,790	-1,3%
22/11/2007	48,41	21,519	21,891	-1,7%
23/11/2007	48,41	21,519	22,056	-2,5%
24/11/2007	48,41	21,519	22,054	-2,5%
25/11/2007	48,41	21,519	21,814	-1,4%
26/11/2007	48,41	21,519	22,018	-2,3%
27/11/2007	48,41	21,519	21,782	-1,2%
28/11/2007	48,41	21,519	21,798	-1,3%
29/11/2007	48,41	21,519	21,766	-1,1%
30/11/2007	48,41	21,519	22,114	-2,8%
13/12/2007	50,56	22,475	23,015	-2,4%
14/12/2007	50,56	22,475	22,974	-2,2%
16/12/2007	50,56	22,475	22,715	-1,1%
17/12/2007	50,56	22,475	22,848	-1,7%
18/12/2007	50,56	22,475	22,746	-1,2%
19/12/2007	50,56	22,475	23,026	-2,5%
20/12/2007	50,56	22,475	22,852	-1,7%
21/12/2007	50,56	22,475	23,075	-2,7%
22/12/2007	50,56	22,475	23,087	-2,7%
23/12/2007	50,56	22,475	22,981	-2,3%
27/12/2007	50,56	22,475	23,062	-2,6%
28/12/2007	50,56	22,475	22,758	-1,3%
29/12/2007	50,56	22,475	22,808	-1,5%
30/12/2007	50,56	22,475	22,919	-2,0%
31/12/2007	50,56	22,475	22,709	-1,0%
13/01/2008	53,24	23,666	24,091	-1,8%
14/01/2008	53,24	23,666	24,015	-1,5%
15/01/2008	53,24	23,666	23,947	-1,2%
16/01/2008	53,24	23,666	24,025	-1,5%
17/01/2008	53,24	23,666	24,374	-3,0%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
18/01/2008	53,24	23,666	23,907	-1,0%
19/01/2008	53,24	23,666	24,348	-2,9%
20/01/2008	53,24	23,666	24,063	-1,7%
21/01/2008	53,24	23,666	24,108	-1,9%
22/01/2008	53,24	23,666	24,184	-2,2%
23/01/2008	53,24	23,666	24,013	-1,5%
24/01/2008	53,24	23,666	24,297	-2,7%
26/01/2008	53,24	23,666	24,117	-1,9%
27/01/2008	53,24	23,666	24,012	-1,5%
28/01/2008	53,24	23,666	24,357	-2,9%
29/01/2008	53,24	23,666	24,371	-3,0%
31/01/2008	53,24	23,666	24,374	-3,0%
13/02/2008	62,58	27,818	28,494	-2,4%
15/02/2008	62,58	27,818	28,632	-2,9%
16/02/2008	62,58	27,818	28,626	-2,9%
17/02/2008	62,58	27,818	28,632	-2,9%
18/02/2008	62,58	27,818	28,251	-1,6%
19/02/2008	62,58	27,818	28,127	-1,1%
20/02/2008	62,58	27,818	28,192	-1,3%
23/02/2008	62,58	27,818	28,218	-1,4%
24/02/2008	62,58	27,818	28,648	-3,0%
25/02/2008	62,58	27,818	28,583	-2,8%
26/02/2008	62,58	27,818	28,612	-2,9%
27/02/2008	62,58	27,818	28,330	-1,8%
28/02/2008	62,58	27,818	28,571	-2,7%
29/02/2008	62,58	27,818	28,555	-2,7%
13/03/2008	60,79	27,022	27,575	-2,0%
14/03/2008	60,79	27,022	27,380	-1,3%
15/03/2008	60,79	27,022	27,574	-2,0%
16/03/2008	60,79	27,022	27,582	-2,1%
17/03/2008	60,79	27,022	27,475	-1,7%
18/03/2008	60,79	27,022	27,351	-1,2%



Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
19/03/2008	60,79	27,022	27,295	-1,0%
20/03/2008	60,79	27,022	27,447	-1,6%
21/03/2008	60,79	27,022	27,471	-1,7%
22/03/2008	60,79	27,022	27,693	-2,5%
23/03/2008	60,79	27,022	27,736	-2,6%
24/03/2008	60,79	27,022	27,461	-1,6%
25/03/2008	60,79	27,022	27,336	-1,2%
26/03/2008	60,79	27,022	27,512	-1,8%
27/03/2008	60,79	27,022	27,485	-1,7%
28/03/2008	60,79	27,022	27,550	-2,0%
29/03/2008	60,79	27,022	27,538	-1,9%
30/03/2008	60,79	27,022	27,364	-1,3%
31/03/2008	60,79	27,022	27,483	-1,7%
13/04/2008	65,09	28,933	29,645	-2,5%
14/04/2008	65,09	28,933	29,447	-1,8%
15/04/2008	65,09	28,933	29,733	-2,8%
16/04/2008	65,09	28,933	29,245	-1,1%
17/04/2008	65,09	28,933	29,260	-1,1%
18/04/2008	65,09	28,933	29,329	-1,4%
20/04/2008	65,09	28,933	29,721	-2,7%
21/04/2008	65,09	28,933	29,738	-2,8%
22/04/2008	65,09	28,933	29,443	-1,8%
24/04/2008	65,09	28,933	29,276	-1,2%
27/04/2008	65,09	28,933	29,668	-2,5%
28/04/2008	65,09	28,933	29,385	-1,6%
29/04/2008	65,09	28,933	29,435	-1,7%
30/04/2008	65,09	28,933	29,732	-2,8%
13/05/2008	69,75	31,005	31,945	-3,0%
14/05/2008	69,75	31,005	31,639	-2,0%
15/05/2008	69,75	31,005	31,778	-2,5%
16/05/2008	69,75	31,005	31,480	-1,5%
17/05/2008	69,75	31,005	31,571	-1,8%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
18/05/2008	69,75	31,005	31,945	-3,0%
19/05/2008	69,75	31,005	31,328	-1,0%
20/05/2008	69,75	31,005	31,963	-3,1%
21/05/2008	69,75	31,005	31,792	-2,5%
22/05/2008	69,75	31,005	31,657	-2,1%
23/05/2008	69,75	31,005	31,613	-2,0%
24/05/2008	69,75	31,005	31,382	-1,2%
25/05/2008	69,75	31,005	31,748	-2,4%
26/05/2008	69,75	31,005	31,717	-2,3%
27/05/2008	69,75	31,005	31,450	-1,4%
28/05/2008	69,75	31,005	31,357	-1,1%
29/05/2008	69,75	31,005	31,326	-1,0%
30/05/2008	69,75	31,005	31,501	-1,6%
31/05/2008	69,75	31,005	31,786	-2,5%
13/06/2008	69,8	31,027	31,754	-2,3%
14/06/2008	69,8	31,027	31,502	-1,5%
15/06/2008	69,8	31,027	31,559	-1,7%
16/06/2008	69,8	31,027	31,870	-2,7%
17/06/2008	69,8	31,027	31,488	-1,5%
18/06/2008	69,8	31,027	31,869	-2,7%
19/06/2008	69,8	31,027	31,513	-1,6%
20/06/2008	69,8	31,027	31,513	-1,6%
21/06/2008	69,8	31,027	31,984	-3,1%
22/06/2008	69,8	31,027	31,786	-2,4%
23/06/2008	69,8	31,027	31,910	-2,8%
24/06/2008	69,8	31,027	31,341	-1,0%
25/06/2008	69,8	31,027	31,396	-1,2%
26/06/2008	69,8	31,027	31,369	-1,1%
27/06/2008	69,8	31,027	31,352	-1,0%
28/06/2008	69,8	31,027	31,366	-1,1%
29/06/2008	69,8	31,027	31,941	-2,9%
30/06/2008	69,8	31,027	31,684	-2,1%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
13/07/2008	75,32	33,481	34,246	-2,3%
14/07/2008	75,32	33,481	34,201	-2,2%
15/07/2008	75,32	33,481	34,111	-1,9%
16/07/2008	75,32	33,481	34,251	-2,3%
17/07/2008	75,32	33,481	33,964	-1,4%
18/07/2008	75,32	33,481	34,046	-1,7%
19/07/2008	75,32	33,481	34,367	-2,6%
20/07/2008	75,32	33,481	34,413	-2,8%
21/07/2008	75,32	33,481	33,905	-1,3%
22/07/2008	75,32	33,481	34,195	-2,1%
23/07/2008	75,32	33,481	34,257	-2,3%
24/07/2008	75,32	33,481	34,217	-2,2%
25/07/2008	75,32	33,481	34,445	-2,9%
26/07/2008	75,32	33,481	34,501	-3,0%
27/07/2008	75,32	33,481	33,987	-1,5%
28/07/2008	75,32	33,481	34,161	-2,0%
29/07/2008	75,32	33,481	34,331	-2,5%
30/07/2008	75,32	33,481	34,190	-2,1%
31/07/2008	75,32	33,481	34,463	-2,9%
13/09/2008	81,52	36,237	37,313	-3,0%
14/09/2008	81,52	36,237	37,207	-2,7%
15/09/2008	81,52	36,237	36,856	-1,7%
16/09/2008	81,52	36,237	36,811	-1,6%
17/09/2008	81,52	36,237	36,878	-1,8%
18/09/2008	81,52	36,237	36,919	-1,9%
19/09/2008	81,52	36,237	37,332	-3,0%
20/09/2008	81,52	36,237	37,158	-2,5%
21/09/2008	81,52	36,237	36,702	-1,3%
22/09/2008	81,52	36,237	36,862	-1,7%
23/09/2008	81,52	36,237	37,163	-2,6%
24/09/2008	81,52	36,237	36,846	-1,7%
25/09/2008	81,52	36,237	36,894	-1,8%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
26/09/2008	81,52	36,237	36,631	-1,1%
27/09/2008	81,52	36,237	36,828	-1,6%
28/09/2008	81,52	36,237	36,983	-2,1%
29/09/2008	81,52	36,237	37,177	-2,6%
30/09/2008	81,52	36,237	37,251	-2,8%
13/10/2008	78,91	35,076	35,899	-2,3%
14/10/2008	78,91	35,076	36,106	-2,9%
15/10/2008	78,91	35,076	35,940	-2,5%
16/10/2008	78,91	35,076	35,842	-2,2%
17/10/2008	78,91	35,076	35,826	-2,1%
18/10/2008	78,91	35,076	35,719	-1,8%
19/10/2008	78,91	35,076	35,449	-1,1%
20/10/2008	78,91	35,076	35,950	-2,5%
21/10/2008	78,91	35,076	35,952	-2,5%
22/10/2008	78,91	35,076	36,089	-2,9%
23/10/2008	78,91	35,076	35,724	-1,8%
24/10/2008	78,91	35,076	35,543	-1,3%
25/10/2008	78,91	35,076	35,830	-2,1%
26/10/2008	78,91	35,076	36,098	-2,9%
27/10/2008	78,91	35,076	35,915	-2,4%
28/10/2008	78,91	35,076	35,880	-2,3%
29/10/2008	78,91	35,076	36,120	-3,0%
30/10/2008	78,91	35,076	35,455	-1,1%
31/10/2008	78,91	35,076	35,567	-1,4%
13/11/2008	88,88	39,508	40,535	-2,6%
14/11/2008	88,88	39,508	40,575	-2,7%
15/11/2008	88,88	39,508	40,034	-1,3%
16/11/2008	88,88	39,508	40,409	-2,3%
17/11/2008	88,88	39,508	40,527	-2,6%
18/11/2008	88,88	39,508	40,476	-2,5%
19/11/2008	88,88	39,508	40,392	-2,2%
20/11/2008	88,88	39,508	40,681	-3,0%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
21/11/2008	88,88	39,508	40,705	-3,0%
22/11/2008	88,88	39,508	40,451	-2,4%
23/11/2008	88,88	39,508	40,639	-2,9%
24/11/2008	88,88	39,508	40,067	-1,4%
25/11/2008	88,88	39,508	40,429	-2,3%
26/11/2008	88,88	39,508	40,499	-2,5%
27/11/2008	88,88	39,508	39,938	-1,1%
28/11/2008	88,88	39,508	40,334	-2,1%
29/11/2008	88,88	39,508	40,446	-2,4%
30/11/2008	88,88	39,508	40,218	-1,8%
13/12/2008	156,34	69,495	70,324	-1,2%
14/12/2008	156,34	69,495	71,067	-2,3%
15/12/2008	156,34	69,495	70,956	-2,1%
16/12/2008	156,34	69,495	71,600	-3,0%
17/12/2008	156,34	69,495	71,167	-2,4%
18/12/2008	156,34	69,495	71,115	-2,3%
19/12/2008	156,34	69,495	70,912	-2,0%
20/12/2008	156,34	69,495	70,460	-1,4%
21/12/2008	156,34	69,495	70,425	-1,3%
22/12/2008	156,34	69,495	70,618	-1,6%
23/12/2008	156,34	69,495	71,179	-2,4%
24/12/2008	156,34	69,495	71,579	-3,0%
25/12/2008	156,34	69,495	70,477	-1,4%
26/12/2008	156,34	69,495	71,561	-3,0%
27/12/2008	156,34	69,495	71,459	-2,8%
28/12/2008	156,34	69,495	70,512	-1,5%
29/12/2008	156,34	69,495	71,056	-2,2%
13/01/2009	85,07	37,815	38,253	-1,2%
14/01/2009	85,07	37,815	38,478	-1,8%
15/01/2009	85,07	37,815	38,646	-2,2%
16/01/2009	85,07	37,815	38,342	-1,4%
17/01/2009	85,07	37,815	38,210	-1,0%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
18/01/2009	85,07	37,815	38,336	-1,4%
19/01/2009	85,07	37,815	38,694	-2,3%
20/01/2009	85,07	37,815	38,882	-2,8%
21/01/2009	85,07	37,815	38,909	-2,9%
22/01/2009	85,07	37,815	38,582	-2,0%
23/01/2009	85,07	37,815	38,959	-3,0%
24/01/2009	85,07	37,815	38,852	-2,7%
25/01/2009	85,07	37,815	38,396	-1,5%
26/01/2009	85,07	37,815	38,507	-1,8%
27/01/2009	85,07	37,815	38,748	-2,5%
28/01/2009	85,07	37,815	38,338	-1,4%
29/01/2009	85,07	37,815	38,276	-1,2%
30/01/2009	85,07	37,815	38,690	-2,3%
31/01/2009	85,07	37,815	38,936	-3,0%
13/02/2009	75,72	33,658	34,110	-1,3%
14/02/2009	75,72	33,658	34,177	-1,5%
15/02/2009	75,72	33,658	34,272	-1,8%
16/02/2009	75,72	33,658	34,180	-1,5%
17/02/2009	75,72	33,658	34,432	-2,3%
18/02/2009	75,72	33,658	34,660	-3,0%
19/02/2009	75,72	33,658	34,084	-1,3%
20/02/2009	75,72	33,658	34,542	-2,6%
21/02/2009	75,72	33,658	34,421	-2,3%
23/02/2009	75,72	33,658	34,481	-2,4%
24/02/2009	75,72	33,658	34,251	-1,8%
25/02/2009	75,72	33,658	34,591	-2,8%
26/02/2009	75,72	33,658	34,687	-3,1%
27/02/2009	75,72	33,658	34,545	-2,6%
28/02/2009	75,72	33,658	34,083	-1,3%
13/03/2009	80,86	35,943	36,415	-1,3%
14/03/2009	80,86	35,943	37,044	-3,1%
15/03/2009	80,86	35,943	37,013	-3,0%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
16/03/2009	80,86	35,943	36,949	-2,8%
17/03/2009	80,86	35,943	36,369	-1,2%
18/03/2009	80,86	35,943	36,342	-1,1%
19/03/2009	80,86	35,943	36,321	-1,1%
20/03/2009	80,86	35,943	36,553	-1,7%
21/03/2009	80,86	35,943	36,457	-1,4%
22/03/2009	80,86	35,943	36,684	-2,1%
23/03/2009	80,86	35,943	36,999	-2,9%
24/03/2009	80,86	35,943	36,630	-1,9%
25/03/2009	80,86	35,943	37,008	-3,0%
26/03/2009	80,86	35,943	37,023	-3,0%
27/03/2009	80,86	35,943	36,386	-1,2%
28/03/2009	80,86	35,943	36,566	-1,7%
29/03/2009	80,86	35,943	36,520	-1,6%
30/03/2009	80,86	35,943	36,821	-2,4%
31/03/2009	80,86	35,943	36,506	-1,6%
13/04/2009	78,57	34,925	35,646	-2,1%
14/04/2009	78,57	34,925	35,813	-2,5%
15/04/2009	78,57	34,925	35,796	-2,5%
16/04/2009	78,57	34,925	35,798	-2,5%
17/04/2009	78,57	34,925	35,343	-1,2%
18/04/2009	78,57	34,925	35,874	-2,7%
19/04/2009	78,57	34,925	35,555	-1,8%
20/04/2009	78,57	34,925	35,905	-2,8%
21/04/2009	78,57	34,925	35,959	-3,0%
22/04/2009	78,57	34,925	35,648	-2,1%
23/04/2009	78,57	34,925	35,598	-1,9%
24/04/2009	78,57	34,925	36,002	-3,1%
25/04/2009	78,57	34,925	35,869	-2,7%
26/04/2009	78,57	34,925	35,448	-1,5%
27/04/2009	78,57	34,925	35,632	-2,0%
28/04/2009	78,57	34,925	35,516	-1,7%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
29/04/2009	78,57	34,925	35,509	-1,7%
14/05/2009	78,37	34,836	35,553	-2,1%
16/05/2009	78,37	34,836	35,785	-2,7%
17/05/2009	78,37	34,836	35,706	-2,5%
20/05/2009	78,37	34,836	35,684	-2,4%
21/05/2009	78,37	34,836	35,630	-2,3%
22/05/2009	78,37	34,836	35,360	-1,5%
23/05/2009	78,37	34,836	35,776	-2,7%
25/05/2009	78,37	34,836	35,280	-1,3%
26/05/2009	78,37	34,836	35,267	-1,2%
29/05/2009	78,37	34,836	35,673	-2,4%
13/06/2009	78,75	35,005	35,989	-2,8%
14/06/2009	78,75	35,005	35,743	-2,1%
15/06/2009	78,75	35,005	35,451	-1,3%
16/06/2009	78,75	35,005	35,528	-1,5%
17/06/2009	78,75	35,005	35,804	-2,3%
18/06/2009	78,75	35,005	35,517	-1,5%
19/06/2009	78,75	35,005	35,723	-2,1%
20/06/2009	78,75	35,005	35,902	-2,6%
21/06/2009	78,75	35,005	35,543	-1,5%
22/06/2009	78,75	35,005	35,524	-1,5%
23/06/2009	78,75	35,005	35,912	-2,6%
24/06/2009	78,75	35,005	36,006	-2,9%
25/06/2009	78,75	35,005	35,398	-1,1%
26/06/2009	78,75	35,005	35,427	-1,2%
27/06/2009	78,75	35,005	35,774	-2,2%
28/06/2009	78,75	35,005	35,944	-2,7%
29/06/2009	78,75	35,005	35,526	-1,5%
30/06/2009	78,75	35,005	36,012	-2,9%
13/07/2009	76,28	33,907	34,667	-2,2%
14/07/2009	76,28	33,907	34,298	-1,2%
15/07/2009	76,28	33,907	34,832	-2,7%



Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
16/07/2009	76,28	33,907	34,256	-1,0%
17/07/2009	76,28	33,907	34,850	-2,8%
18/07/2009	76,28	33,907	34,897	-2,9%
19/07/2009	76,28	33,907	34,456	-1,6%
20/07/2009	76,28	33,907	34,435	-1,6%
21/07/2009	76,28	33,907	34,560	-1,9%
22/07/2009	76,28	33,907	34,828	-2,7%
23/07/2009	76,28	33,907	34,871	-2,8%
24/07/2009	76,28	33,907	34,401	-1,5%
25/07/2009	76,28	33,907	34,484	-1,7%
26/07/2009	76,28	33,907	34,599	-2,0%
27/07/2009	76,28	33,907	34,294	-1,1%
29/07/2009	76,28	33,907	34,309	-1,2%
30/07/2009	76,28	33,907	34,936	-3,0%
31/07/2009	76,28	33,907	34,378	-1,4%
13/08/2009	71,12	31,614	32,209	-1,9%
14/08/2009	71,12	31,614	31,976	-1,1%
15/08/2009	71,12	31,614	32,415	-2,5%
16/08/2009	71,12	31,614	32,179	-1,8%
17/08/2009	71,12	31,614	32,000	-1,2%
18/08/2009	71,12	31,614	32,577	-3,0%
19/08/2009	71,12	31,614	32,251	-2,0%
20/08/2009	71,12	31,614	32,180	-1,8%
21/08/2009	71,12	31,614	32,417	-2,5%
24/08/2009	71,12	31,614	32,463	-2,7%
26/08/2009	71,12	31,614	32,500	-2,8%
27/08/2009	71,12	31,614	32,544	-2,9%
28/08/2009	71,12	31,614	32,449	-2,6%
29/08/2009	71,12	31,614	32,564	-3,0%
30/08/2009	71,12	31,614	32,265	-2,1%
31/08/2009	71,12	31,614	32,006	-1,2%
13/09/2009	79,74	35,445	36,117	-1,9%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
14/09/2009	79,74	35,445	35,897	-1,3%
17/09/2009	79,74	35,445	36,472	-2,9%
22/09/2009	79,74	35,445	36,233	-2,2%
24/09/2009	79,74	35,445	36,323	-2,5%
27/09/2009	79,74	35,445	36,347	-2,5%
29/09/2009	79,74	35,445	35,875	-1,2%
17/10/2009	69,89	31,067	31,670	-1,9%
19/10/2009	69,89	31,067	31,479	-1,3%
20/10/2009	69,89	31,067	31,523	-1,5%
22/10/2009	69,89	31,067	31,785	-2,3%
25/10/2009	69,89	31,067	31,404	-1,1%
30/10/2009	69,89	31,067	31,888	-2,6%
31/10/2009	69,89	31,067	31,900	-2,7%
14/11/2009	71,47	31,769	32,113	-1,1%
15/11/2009	71,47	31,769	32,299	-1,7%
16/11/2009	71,47	31,769	32,197	-1,3%
17/11/2009	71,47	31,769	32,339	-1,8%
18/11/2009	71,47	31,769	32,658	-2,8%
20/11/2009	71,47	31,769	32,675	-2,9%
22/11/2009	71,47	31,769	32,385	-1,9%
23/11/2009	71,47	31,769	32,264	-1,6%
24/11/2009	71,47	31,769	32,275	-1,6%
25/11/2009	71,47	31,769	32,611	-2,6%
26/11/2009	71,47	31,769	32,458	-2,2%
27/11/2009	71,47	31,769	32,418	-2,0%
28/11/2009	71,47	31,769	32,417	-2,0%
29/11/2009	71,47	31,769	32,159	-1,2%
30/11/2009	71,47	31,769	32,424	-2,1%
14/12/2009	72,73	32,329	33,086	-2,3%
15/12/2009	72,73	32,329	33,218	-2,7%
16/12/2009	72,73	32,329	32,898	-1,8%
17/12/2009	72,73	32,329	33,133	-2,5%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
18/12/2009	72,73	32,329	32,765	-1,3%
19/12/2009	72,73	32,329	32,665	-1,0%
20/12/2009	72,73	32,329	32,838	-1,6%
21/12/2009	72,73	32,329	32,741	-1,3%
22/12/2009	72,73	32,329	33,194	-2,7%
23/12/2009	72,73	32,329	33,154	-2,6%
24/12/2009	72,73	32,329	33,253	-2,9%
28/12/2009	72,73	32,329	32,937	-1,9%
29/12/2009	72,73	32,329	33,074	-2,3%
30/12/2009	72,73	32,329	33,170	-2,6%
31/12/2009	72,73	32,329	32,768	-1,4%
13/01/2010	78,8	35,028	35,916	-2,5%
15/01/2010	78,8	35,028	35,478	-1,3%
21/01/2010	78,8	35,028	36,063	-3,0%
22/01/2010	78,8	35,028	35,999	-2,8%
27/01/2010	78,8	35,028	35,639	-1,7%
28/01/2010	78,8	35,028	35,976	-2,7%
31/01/2010	78,8	35,028	35,996	-2,8%
13/02/2010	71,12	31,614	32,236	-2,0%
14/02/2010	71,12	31,614	32,416	-2,5%
18/02/2010	71,12	31,614	32,114	-1,6%
20/02/2010	71,12	31,614	32,569	-3,0%
21/02/2010	71,12	31,614	32,092	-1,5%
28/02/2010	71,12	31,614	32,273	-2,1%
23/03/2010	78,34	34,823	35,182	-1,0%
30/03/2010	78,34	34,823	35,248	-1,2%
31/03/2010	78,34	34,823	35,872	-3,0%
17/04/2010	78,29	34,801	35,834	-3,0%
25/04/2010	78,29	34,801	35,494	-2,0%
26/04/2010	78,29	34,801	35,215	-1,2%
28/04/2010	78,29	34,801	35,842	-3,0%
13/05/2010	75,29	33,467	34,059	-1,8%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
19/05/2010	75,29	33,467	34,195	-2,2%
29/05/2010	75,29	33,467	34,342	-2,6%
30/05/2010	75,29	33,467	34,318	-2,5%
13/06/2010	77,32	34,370	35,422	-3,1%
14/06/2010	77,32	34,370	34,804	-1,3%
15/06/2010	77,32	34,370	35,256	-2,6%
16/06/2010	77,32	34,370	34,727	-1,0%
17/06/2010	77,32	34,370	34,753	-1,1%
18/06/2010	77,32	34,370	35,256	-2,6%
19/06/2010	77,32	34,370	35,350	-2,9%
20/06/2010	77,32	34,370	34,737	-1,1%
21/06/2010	77,32	34,370	35,385	-3,0%
22/06/2010	77,32	34,370	35,241	-2,5%
23/06/2010	77,32	34,370	35,427	-3,1%
24/06/2010	77,32	34,370	35,312	-2,7%
25/06/2010	77,32	34,370	34,857	-1,4%
26/06/2010	77,32	34,370	34,987	-1,8%
27/06/2010	77,32	34,370	34,935	-1,6%
28/06/2010	77,32	34,370	35,248	-2,6%
29/06/2010	77,32	34,370	35,281	-2,7%
30/06/2010	77,32	34,370	34,931	-1,6%
13/07/2010	73,58	32,707	33,465	-2,3%
14/07/2010	73,58	32,707	33,594	-2,7%
15/07/2010	73,58	32,707	33,429	-2,2%
16/07/2010	73,58	32,707	33,480	-2,4%
17/07/2010	73,58	32,707	33,258	-1,7%
18/07/2010	73,58	32,707	33,574	-2,7%
19/07/2010	73,58	32,707	33,148	-1,3%
20/07/2010	73,58	32,707	33,511	-2,5%
21/07/2010	73,58	32,707	33,334	-1,9%
22/07/2010	73,58	32,707	33,655	-2,9%
23/07/2010	73,58	32,707	33,657	-2,9%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
24/07/2010	73,58	32,707	33,638	-2,8%
25/07/2010	73,58	32,707	33,577	-2,7%
26/07/2010	73,58	32,707	33,207	-1,5%
27/07/2010	73,58	32,707	33,609	-2,8%
28/07/2010	73,58	32,707	33,703	-3,0%
29/07/2010	73,58	32,707	33,332	-1,9%
30/07/2010	73,58	32,707	33,408	-2,1%
31/07/2010	73,58	32,707	33,137	-1,3%
13/08/2010	78,81	35,032	35,825	-2,3%
14/08/2010	78,81	35,032	35,772	-2,1%
15/08/2010	78,81	35,032	35,504	-1,3%
16/08/2010	78,81	35,032	35,453	-1,2%
17/08/2010	78,81	35,032	35,826	-2,3%
18/08/2010	78,81	35,032	35,765	-2,1%
19/08/2010	78,81	35,032	35,432	-1,1%
20/08/2010	78,81	35,032	35,505	-1,3%
21/08/2010	78,81	35,032	35,389	-1,0%
22/08/2010	78,81	35,032	35,726	-2,0%
23/08/2010	78,81	35,032	35,685	-1,9%
24/08/2010	78,81	35,032	35,602	-1,6%
25/08/2010	78,81	35,032	35,485	-1,3%
28/08/2010	78,81	35,032	35,812	-2,2%
29/08/2010	78,81	35,032	35,911	-2,5%
30/08/2010	78,81	35,032	35,646	-1,8%
31/08/2010	78,81	35,032	35,912	-2,5%
13/09/2010	75,39	33,512	34,135	-1,9%
14/09/2010	75,39	33,512	34,058	-1,6%
15/09/2010	75,39	33,512	34,361	-2,5%
16/09/2010	75,39	33,512	34,483	-2,9%
17/09/2010	75,39	33,512	34,048	-1,6%
18/09/2010	75,39	33,512	34,397	-2,6%
19/09/2010	75,39	33,512	34,003	-1,5%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
20/09/2010	75,39	33,512	34,546	-3,1%
21/09/2010	75,39	33,512	34,169	-2,0%
24/09/2010	75,39	33,512	34,246	-2,2%
25/09/2010	75,39	33,512	33,978	-1,4%
26/09/2010	75,39	33,512	34,312	-2,4%
27/09/2010	75,39	33,512	34,328	-2,4%
28/09/2010	75,39	33,512	34,020	-1,5%
29/09/2010	75,39	33,512	34,152	-1,9%
30/09/2010	75,39	33,512	33,962	-1,3%
13/10/2010	78,68	34,974	35,687	-2,0%
14/10/2010	78,68	34,974	35,530	-1,6%
15/10/2010	78,68	34,974	35,814	-2,4%
16/10/2010	78,68	34,974	35,607	-1,8%
17/10/2010	78,68	34,974	35,900	-2,6%
18/10/2010	78,68	34,974	35,686	-2,0%
19/10/2010	78,68	34,974	35,684	-2,0%
20/10/2010	78,68	34,974	35,893	-2,6%
21/10/2010	78,68	34,974	35,997	-2,9%
22/10/2010	78,68	34,974	35,751	-2,2%
23/10/2010	78,68	34,974	35,355	-1,1%
24/10/2010	78,68	34,974	35,706	-2,1%
25/10/2010	78,68	34,974	35,381	-1,2%
26/10/2010	78,68	34,974	35,733	-2,2%
27/10/2010	78,68	34,974	35,586	-1,8%
28/10/2010	78,68	34,974	35,483	-1,5%
29/10/2010	78,68	34,974	35,662	-2,0%
30/10/2010	78,68	34,974	35,537	-1,6%
31/10/2010	78,68	34,974	35,704	-2,1%
13/11/2010	82,51	36,677	37,359	-1,9%
14/11/2010	82,51	36,677	37,403	-2,0%
15/11/2010	82,51	36,677	37,337	-1,8%
16/11/2010	82,51	36,677	37,361	-1,9%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
17/11/2010	82,51	36,677	37,394	-2,0%
18/11/2010	82,51	36,677	37,232	-1,5%
19/11/2010	82,51	36,677	37,172	-1,3%
20/11/2010	82,51	36,677	37,429	-2,1%
21/11/2010	82,51	36,677	37,516	-2,3%
22/11/2010	82,51	36,677	37,199	-1,4%
23/11/2010	82,51	36,677	37,050	-1,0%
24/11/2010	82,51	36,677	37,644	-2,6%
25/11/2010	82,51	36,677	37,512	-2,3%
26/11/2010	82,51	36,677	37,680	-2,7%
27/11/2010	82,51	36,677	37,468	-2,2%
28/11/2010	82,51	36,677	37,102	-1,2%
29/11/2010	82,51	36,677	37,252	-1,6%
30/11/2010	82,51	36,677	37,123	-1,2%
13/12/2010	80,31	35,699	36,144	-1,2%
14/12/2010	80,31	35,699	36,070	-1,0%
15/12/2010	80,31	35,699	36,444	-2,1%
16/12/2010	80,31	35,699	36,362	-1,9%
17/12/2010	80,31	35,699	36,408	-2,0%
18/12/2010	80,31	35,699	36,422	-2,0%
19/12/2010	80,31	35,699	36,457	-2,1%
20/12/2010	80,31	35,699	36,260	-1,6%
21/12/2010	80,31	35,699	36,111	-1,2%
22/12/2010	80,31	35,699	36,523	-2,3%
23/12/2010	80,31	35,699	36,229	-1,5%
24/12/2010	80,31	35,699	36,187	-1,4%
25/12/2010	80,31	35,699	36,790	-3,1%
26/12/2010	80,31	35,699	36,511	-2,3%
27/12/2010	80,31	35,699	36,094	-1,1%
28/12/2010	80,31	35,699	36,636	-2,6%
29/12/2010	80,31	35,699	36,686	-2,8%
30/12/2010	80,31	35,699	36,548	-2,4%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
31/12/2010	80,31	35,699	36,722	-2,9%
13/07/2011	102,79	45,691	46,499	-1,8%
14/07/2011	102,79	45,691	47,092	-3,1%
15/07/2011	102,79	45,691	46,342	-1,4%
16/07/2011	102,79	45,691	47,093	-3,1%
17/07/2011	102,79	45,691	46,347	-1,4%
18/07/2011	102,79	45,691	46,782	-2,4%
19/07/2011	102,79	45,691	46,913	-2,7%
20/07/2011	102,79	45,691	46,884	-2,6%
21/07/2011	102,79	45,691	46,641	-2,1%
22/07/2011	102,79	45,691	47,103	-3,1%
23/07/2011	102,79	45,691	46,459	-1,7%
24/07/2011	102,79	45,691	46,965	-2,8%
25/07/2011	102,79	45,691	46,465	-1,7%
26/07/2011	102,79	45,691	46,879	-2,6%
27/07/2011	102,79	45,691	46,333	-1,4%
28/07/2011	102,79	45,691	46,932	-2,7%
29/07/2011	102,79	45,691	46,798	-2,4%
30/07/2011	102,79	45,691	46,790	-2,4%
31/07/2011	102,79	45,691	46,954	-2,8%
13/08/2011	95,83	42,598	43,874	-3,0%
14/08/2011	95,83	42,598	43,767	-2,7%
15/08/2011	95,83	42,598	43,651	-2,5%
16/08/2011	95,83	42,598	43,347	-1,8%
17/08/2011	95,83	42,598	43,877	-3,0%
18/08/2011	95,83	42,598	43,298	-1,6%
19/08/2011	95,83	42,598	43,227	-1,5%
20/08/2011	95,83	42,598	43,632	-2,4%
21/08/2011	95,83	42,598	43,415	-1,9%
22/08/2011	95,83	42,598	43,110	-1,2%
23/08/2011	95,83	42,598	43,269	-1,6%
28/08/2011	95,83	42,598	43,062	-1,1%



Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
29/08/2011	95,83	42,598	43,865	-3,0%
30/08/2011	95,83	42,598	43,393	-1,9%
31/08/2011	95,83	42,598	43,846	-2,9%
13/09/2011	103,74	46,114	47,453	-2,9%
14/09/2011	103,74	46,114	46,628	-1,1%
15/09/2011	103,74	46,114	46,715	-1,3%
16/09/2011	103,74	46,114	46,905	-1,7%
17/09/2011	103,74	46,114	46,742	-1,4%
18/09/2011	103,74	46,114	47,498	-3,0%
19/09/2011	103,74	46,114	46,915	-1,7%
20/09/2011	103,74	46,114	46,969	-1,9%
21/09/2011	103,74	46,114	46,938	-1,8%
22/09/2011	103,74	46,114	46,595	-1,0%
23/09/2011	103,74	46,114	46,909	-1,7%
24/09/2011	103,74	46,114	47,275	-2,5%
25/09/2011	103,74	46,114	47,315	-2,6%
26/09/2011	103,74	46,114	47,048	-2,0%
27/09/2011	103,74	46,114	46,681	-1,2%
28/09/2011	103,74	46,114	47,334	-2,6%
29/09/2011	103,74	46,114	47,328	-2,6%
30/09/2011	103,74	46,114	47,215	-2,4%
13/10/2011	96,87	43,060	43,768	-1,6%
14/10/2011	96,87	43,060	44,267	-2,8%
15/10/2011	96,87	43,060	44,227	-2,7%
16/10/2011	96,87	43,060	43,939	-2,0%
17/10/2011	96,87	43,060	43,688	-1,5%
18/10/2011	96,87	43,060	43,555	-1,1%
19/10/2011	96,87	43,060	44,205	-2,7%
20/10/2011	96,87	43,060	43,736	-1,6%
21/10/2011	96,87	43,060	44,173	-2,6%
22/10/2011	96,87	43,060	44,063	-2,3%
23/10/2011	96,87	43,060	43,609	-1,3%

Fecha	Precio (USD/Ton)	Costo Variable de Suministro de Combustible (USD/MWh) Eficiencia de la planta: 33,129%		Error Relativo (%)
		Calculado	Real	
24/10/2011	96,87	43,060	44,369	-3,0%
25/10/2011	96,87	43,060	44,245	-2,8%
26/10/2011	96,87	43,060	44,010	-2,2%
27/10/2011	96,87	43,060	43,920	-2,0%
28/10/2011	96,87	43,060	43,786	-1,7%
29/10/2011	96,87	43,060	43,544	-1,1%
30/10/2011	96,87	43,060	44,198	-2,6%
31/10/2011	96,87	43,060	43,638	-1,3%
13/11/2011	97,69	43,424	44,198	-1,8%
14/11/2011	97,69	43,424	43,983	-1,3%
15/11/2011	97,69	43,424	44,746	-3,0%
16/11/2011	97,69	43,424	43,994	-1,3%
17/11/2011	97,69	43,424	44,551	-2,6%
18/11/2011	97,69	43,424	44,710	-3,0%
19/11/2011	97,69	43,424	44,169	-1,7%
20/11/2011	97,69	43,424	44,636	-2,8%
21/11/2011	97,69	43,424	44,051	-1,4%
22/11/2011	97,69	43,424	44,478	-2,4%
23/11/2011	97,69	43,424	44,625	-2,8%
24/11/2011	97,69	43,424	44,743	-3,0%
25/11/2011	97,69	43,424	44,030	-1,4%
26/11/2011	97,69	43,424	43,890	-1,1%
27/11/2011	97,69	43,424	44,200	-1,8%
28/11/2011	97,69	43,424	44,247	-1,9%
29/11/2011	97,69	43,424	44,173	-1,7%
30/11/2011	97,69	43,424	44,004	-1,3%

## **16. ANEXO 2. RESOLUCIÓN CREG 034 DE 2001**

ARTÍCULO 1o. Precio de Reconciliación Positiva de los Generadores Térmicos. Para efectos de establecer el Precio de Reconciliación Positiva de los Generadores Térmicos, en el contexto de la Resolución CREG-063 de 2000, se tendrán en cuenta los siguientes conceptos:

Costo de Suministro de Combustible (CSC). Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en \$/MWh, que es posible sustentar.

En el caso de generación con gas natural, el CSC no podrá superar los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-023 de 2000. Este límite no aplica para el gas natural proveniente de campos que tengan régimen de precio libre. Para verificar esta condición el ASIC usará el “Consumo Térmico Específico Neto Plantas/Unidades Térmicas (Eficiencia)” declarado por el agente para el cálculo del Cargo por Capacidad vigente.

En el caso de carbón y otros combustibles diferentes al gas natural, el CSC incluye el costo variable de transporte.

Costo de Transporte de Combustible (CTC). Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en \$/MWh, que es posible sustentar.

En el caso de generación con gas natural, el CTC no podrá superar el Cargo Variable Máximo autorizado a las empresas transportadoras y/o distribuidoras de gas que se encuentre vigente. Para verificar esta condición el ASIC usará el “Consumo Térmico Específico Neto Plantas/Unidades Térmicas (Eficiencia)” declarado por el agente para el cálculo del Cargo por Capacidad vigente y un poder calorífico del gas natural equivalente a 1 MBTU/kpc.

En el caso de carbón y otros combustibles diferentes al gas natural, el CTC se asumirá igual a cero (0 \$/MWh).

Costo de Operación y Mantenimiento (COM). Es la parte variable del costo de operación y mantenimiento, expresado en \$/MWh, fijado en los siguientes valores por tipo de tecnología:

<b>\$ de Febrero de 2001</b>	<b>COM (\$/MWh)</b>
Térmica a Gas	5,150
Térmica a Carbón	10,559
Térmica Otros Combustibles	7,855

El COM se actualizará mensualmente con el último IPC disponible al momento de la liquidación.

Costo de Arranque-Parada (CAP). Es el costo en dólares americanos, reconocido por cada arranque-parada de cada unidad térmica, o planta de ciclo combinado, siempre y cuando dicho arranque se realice para cubrir una Generación de Seguridad. El CAP tendrá los siguientes valores por tipo de tecnología.

	<b>CAP (US\$/MW)</b>
Térmica a Gas Ciclo Abierto	32.45
Térmica a Gas Ciclo Stig	43.50
Térmica a Gas Ciclo Combinado	54.54
Térmica a Carbón	120.70

El CAP correspondiente al Ciclo Combinado, únicamente se reconoce cuando se inicia la operación bajo esta modalidad, sobre los MW de la unidad a vapor y la primera unidad a gas. El CAP aplicado sobre unidades a gas adicionales, será el correspondiente a Ciclo Abierto.

El CAP se liquidará diariamente, utilizando la Tasa Representativa del Mercado, reportada por la Superintendencia Bancaria, del último día hábil del mes previo al despacho. Este costo unitario se aplica sobre los MW declarados disponibles que originan el arranque.

Otros Costos Variables (OCV). Corresponden a los siguientes Costos Variables calculados por el ASIC, expresados en \$/MWh:

CEE (CERE), FAZNI, Aportes Ley 99 de 1993.

Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación Programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).

### **17. ANEXO 3. RESOLUCIÓN CREG 084 DE 2005**

ARTÍCULO 6o. Costo de arranque y parada con combustibles alternos. Los generadores térmicos a gas que utilicen durante el proceso de arranque un combustible alternativo, deberán informar dicha situación al ASIC en los términos establecidos en el Artículo 3º de la presente Resolución, en cuyo caso al Costo de Arranque y Parada de que trata la Resolución CREG-034 de 2001, de la planta o unidad de generación será adicionado en un valor igual al consumo total de combustible alternativo utilizado durante el proceso de arranque expresado en MBTU, multiplicado por el diferencial del precio del combustible alternativo y el Costo de Suministro y Transporte de gas natural, de conformidad con la reglamentación vigente.